

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 СОБОЛИНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 553.98:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Карбосова Зарина Канатовна		20.05.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОГ	Лобова Г.А.	д.г.-м.н., доцент		20.05.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Дукарт С.А.	к.и.н.		14.05.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Гуляев М.В.			13.05.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		17.05.2021


ПЛАНИРУЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

В результате обучения по направлению «Технология геологической разведки», специальности «Геофизические методы исследования скважин» выпускник обязан применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), 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), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3), идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий (P4), разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование (P5), ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6), уметь применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов (P7), уметь 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 на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий (P9), 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
 19.03.21 В.В. Ростовцев
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Карбосова Зарина

Тема работы:

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

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№27-35/С от 27.01.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20 мая 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Материалы производственной и преддипломной геофизической практики, пройденной в филиале ООО «ГеоПрайм» «Томская геофизическая компания», а также фондовая и опубликованная литература по теме выпускной работы

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования 3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы 6. Определение генерационного потенциала баженовской и тогурской свит на Соболином месторождении; 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Район исследования на фрагмент физической карте 2. Район исследования на фрагменте административной карты Томской области 3. Район исследования на карте изученности Соболиного вала МОГТ 4. Район исследования на картах изученности на 2016 г. территории Томской области сейсморазведочными работами и глубоким бурением 5. Район исследования на на фрагменте тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты 6. Район исследования на карте юрского осадочного чехла 7. Структурная карта по горизонту П^а Соболиного месторождения 8. Район исследования на карте нефтегазоносных районов Томской области 9. Сводный сеймостратиграфический разрезе по профилям 10. Положение проектируемой скважины № 170 на структурной карты по горизонту Б 11. Положение проектной скважины № 170 на геологическом разрезе по линии I-I 12. Физико-геологическая модель пласта Ю₁ наунакской свиты скв. №181 13. К1А – 723 14. Прибор МК-БМК-К-90 15. Прибор СРК – 73 16. Прибор акустического каротажа СПАК – 6Д 17. Прибор АКЦ8С 18. Каверномер 4СКП 19. Инклинометр ИГН – 73 20. Прибор ТРГК 21. Установка «КЕДР-02» 22. Определения границ пластов коллекторов 23. Район работ на карте расположения областей накопления геттанг-нижнетогурских отложений 24. Модель для палеотемпературного моделирования по скважине № 176 25. Схема распределения плотности теплового потока из основания Усть-Тымской мегавпадины 26. Положение моделируемой скважины Соболиная 176 на тектонической карте (А), палеотемпературный и палеотектонический разрез (Б)
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Доцент Дукарт С.А.</p>


Социальная ответственность	Ст. преподаватель Гуляев М.В.
----------------------------	-------------------------------

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2021 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОГ	Лобова Г.А.	Д.Г-М.Н., доцент		19.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Карбосова Зарина Канатовна		19.03.21

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 88 страниц, 26 рисунков, 33 таблицы, 49 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, верхнеюрский горизонт, физико-геологическая модель, геотермия, Соболиное месторождение Томской области.

Объектом исследования является верхнеюрский горизонт на Соболином месторождении, которое расположено на Соболином вале, осложняющим юго-западную часть Северо-Парабельской мегамоноклинали.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований для оценки коллекторских свойств верхнеюрского горизонта в разведочной скважине Соболиная 170, глубиной 3260 м со вскрытием палеозоя.

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

В процессе исследования проводится анализ результатов геолого-геофизических работ прошлых лет. На основании анализа строится физико-геологическая модель, выбирается оптимальных комплекс геофизических методов. Предлагается методика проведения геофизических работ, выбирается аппаратура и предлагаются способы интерпретация геофизической информации.

Специальное исследование направлено на определение генерационного потенциала баженовского и тогурского источника углеводородов на Соболином месторождении.

В экономическом разделе проведен расчет сметной стоимости для части комплекса геофизических исследований.

В разделе социальная ответственность рассматриваются вредные и опасные факторы при проведении геофизических работ. Предлагаются рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человеческий организм, по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

ESSAY

The final qualifying work contains 88 pages, 26 drawings, 33 tables, 49 sources.

Key words: complex of geophysical surveys of wells, upper Jurassic horizon, physical-geological model, geothermy, Sobolnoe field Tomsk region.

The target research is the upper Jurassic horizon project well No. 170, in the Sobolnoe field, which is located on Sobolin shaft, complicating the south-western part of the Parabel mezzouplift.

Work objective: to design a complex of well logging in an open hole of the project well No. 170, depth of 3260 with the opening of the Paleozoic.

The responsibilities of this project are reducing 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.

An special section solves the problem of paleotemperature modeling with the calculation of the heat flow from the base of the sedimentary section and the determination of the time of the conditions for oil generation in the Bazhenov and Togur formations.

In the economic section the estimated of the estimated cost of part of the complex of geophysical surveys.

In the section "Social Responsibility", possible harmful and dangerous production factors are considering 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 the emergency situations.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НГК – нефтегазоносный комплекс;
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
С/п – сейсмическая партия;
ПС – метод собственной поляризации;
ГИС – геофизические исследования скважин;
БКЗ – боковое каротажное зондирование;
МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
БК – метод бокового каротажа;
ГК – метод гамма каротажа;
НГК – метод нейтронного гамма каротажа;
АК – акустический каротаж;
МКВ – микрокавернометрия;
ФГМ – физико-геологическая модель;
МПЗ – микропотенциал зонд;
МГЗ – микроградиент зонд;
ДС-кавернометрия;
ГП – горная порода;
ННКт – нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам;
КИП – контрольно-измерительная партия;
АКЦ – акустическая цементометрия;
ВНК – водонефтяной контакт;
ГГК-Ц – плотностная цементометрия;
ДС – диаметр скважины;
ИК – метод индукционного каротажа;
КС – каротаж сопротивления;
МБК – микробоковой каротаж;
МОВ – метод отраженных волн;
ПЗ – потенциал-зонд;
СИЗ – средство индивидуальной защиты;
УЭС – удельное электрическое сопротивление;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
УВ – углеводороды;

МК – БМК – прибор микрокаротажа и бокового микрокаротажа;
СРК – скважинный прибор радиоактивного каротажа;
СПАК – специальный прибор акустического каротажа;
СКП – скважинный каверномер – профилемер;
ИГН – инклинометр гироскопический непрерывный;
ТРГК – прибор термометрия резистивиметрия и гамма каротаж;
РОВ – рассеянное органическое вещество;
ОСВ – отражательная способность витринита;
ГЗН – главная зона нефтеобразования;
ПК – персональный компьютер;
ИТР – инженерно-технический работник;
НДС – налог на добавочную стоимость;
ПЭУ – правила эксплуатации установок;
ПДК – предельно допустимая концентрация;
ТК – трудовой кодекс;
ЧС – чрезвычайные ситуации.

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ.....	12
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	13
	1.1. Географо-экономический очерк.....	15
	1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность.....	17
2	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	18
	2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	21
	2.1 Тектоника.....	24
	2.3 Нефтегазоносность.....	26
	2.4 Фильтрационно-емкостные свойства пластов на Соболином месторождении.....	29
	2.5 Сейсмологическая характеристика.....	31
3	АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	38
4	ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	39
	4.1 Обоснование объекта исследования	41
	4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	42
	4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	46
5	МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	47
	5.1. Методика проектирования геофизических работ.....	48
	5.1.1 Скважинные приборы ГИС.....	52
	5.2 Интерпретация геофизических данных.....	55
6	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА БАЖЕНОВСКОЙ И ТОГУРСКОЙ СВИТ НА СОБОЛИНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	56
	6.1. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности.....	57
	6.2. Палеотемпературное моделирование.....	58
	6.3. Решение обратной задачи.....	59
	6.4. Решение прямой задачи.....	59
	6.5. Построение 1 D модели для скважины Соболиная 176.....	60
	6.6. Вывод по результатам палеотемпературного моделирования.....	60
7	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ.....	62
	7.1 Виды и объемы проектируемых работ	62
	7.2 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	63
	7.3 Расчет затрат времени	64
	7.3.1 Расчет затрат труда.....	66
	7.3.2 Расчет затрат средств при выполнении интерпретационных проектных работ.....	67
	7.3.3 Смета на выполнение работ.....	67
	7.4 Расчет суммы расходов по комплексу работ.....	68
	7.5 Расчет сметной стоимости камеральных работ.....	69
	7.6 Общая сметная стоимость по проекту.....	69
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
	7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
	7.2 Производственная безопасность.....	73
	7.2.1 Анализ вредных и опасных факторов	74

		11
7.2.2	Анализ опасных факторов производства.....	75
7.3	Экологическая безопасность	77
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	79
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	84
	ПРИЛОЖЕНИЕ. А. Литолого-стратиграфический разрез	85
	ПРИЛОЖЕНИЕ. Б. Данные по испытанию скважин на территории Соболиного месторождения.....	86
	ПРИЛОЖЕНИЕ. В. Каротажная диаграмма по Соболиному месторождению скважина 178	87
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Таблица результатов палеотемпературного моделирования.....	88

ВВЕДЕНИЕ

Томская область одна из богатейших регионов Западной Сибири по запасам углеводородов. В течение года в Томской области добывается около 9 млн т нефти и 6,5 млрд м³ газа. Месторождения в большинстве случаев связаны с верхнеюрскими интервалами.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в разведочной скважине для определения коллекторских свойств верхнеюрского горизонта на Соболином месторождении (Томская область).

Соболиное месторождение является перспективной площадью для заложения проектной скважины с целью уточнения контура ВНК и прироста запасов по категории С₁. Проектная скважина предусматривает вскрытие палеозойских отложений из-за наличия на территории тогурской свиты, которая является нефтематеринской для юрского и доюрского НГК.

Объектом исследования в данной работе является верхнеюрский нефтегазоносный комплекс.

Основной задачей является анализ ранее проведенных исследований, построение физико-геологической модели и выбор оптимального комплекса геофизических методов для решения поставленных задач.

Специальная часть посвящена применению геотермии как одного из методов позволяющего определить перспективность участка на наличие углеводородов. Выполнив палеотемпературное моделирование пришли к выводу, что на территории Соболиного вала распространяются залежи нижнемелового НГК.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проводился анализ потенциальных потребителей и рассчитывалась сметная стоимость комплекса работ.

В разделе «Социальная ответственность» был проведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут негативно влиять на организм человека, рассмотрены потенциально возможные чрезвычайные ситуации и вредоносное воздействие отходов на окружающую среду, а также предложены по снижению уровня влияния вредных и опасных факторов на здоровье человека и на природы в целом.

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Географо-экономический очерк

В географическом отношении Соболиный участок площадью 2,6 тыс км² расположен в северной части Васюганской равнины, расположенной в южной части Западно-Сибирской равнины (рис.1).

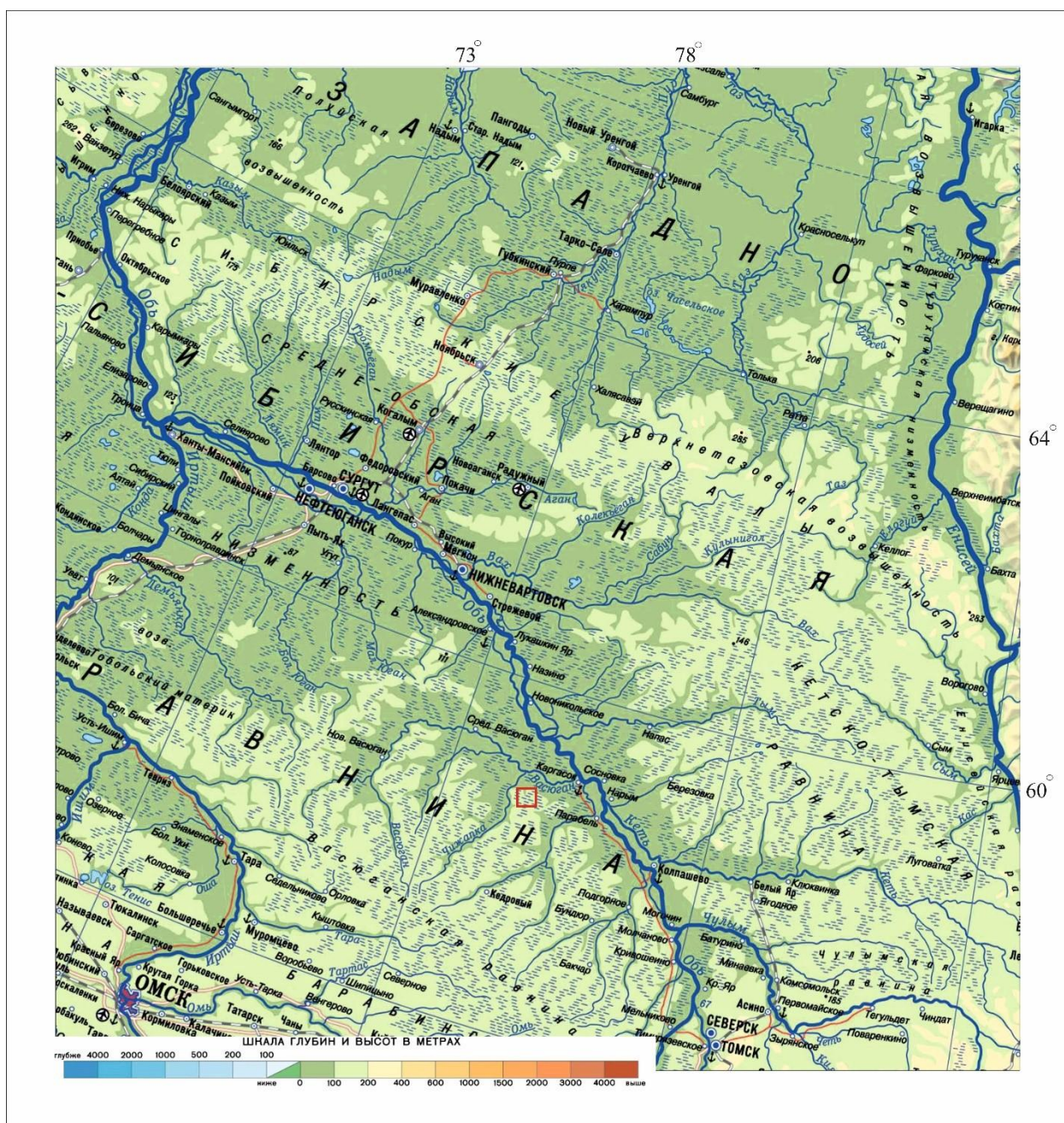


Рис. 1. Район исследования изображен красным квадратом на физической карте [3]

Климат территории – резко континентальный. Зимы в районе продолжительные и холодные со средней температурой минус 20°C. Самый холодный месяц года – январь. Лета короткие и теплые со средней температурой плюс 18°C. Самый жаркий месяц года – июль. Среднегодовое количество осадков от 400 до 570 мм. Длительность устойчивого залегания снежного покрова в среднем 170 дней. Средняя высота снежного покрова за зиму составляет 60 см. Лета длятся примерно три месяца и сопровождается большим количеством осадков.

В административном отношении Соболиное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области (рис.2). Ближайший населенный пункт поселок Каргасок расположен в 110 км к северо-востоку от территории исследования. В непосредственной близости от территории исследования расположено крупное Лугинецкое НГКМ, к северо-западу – Мыльджинское НГКМ.

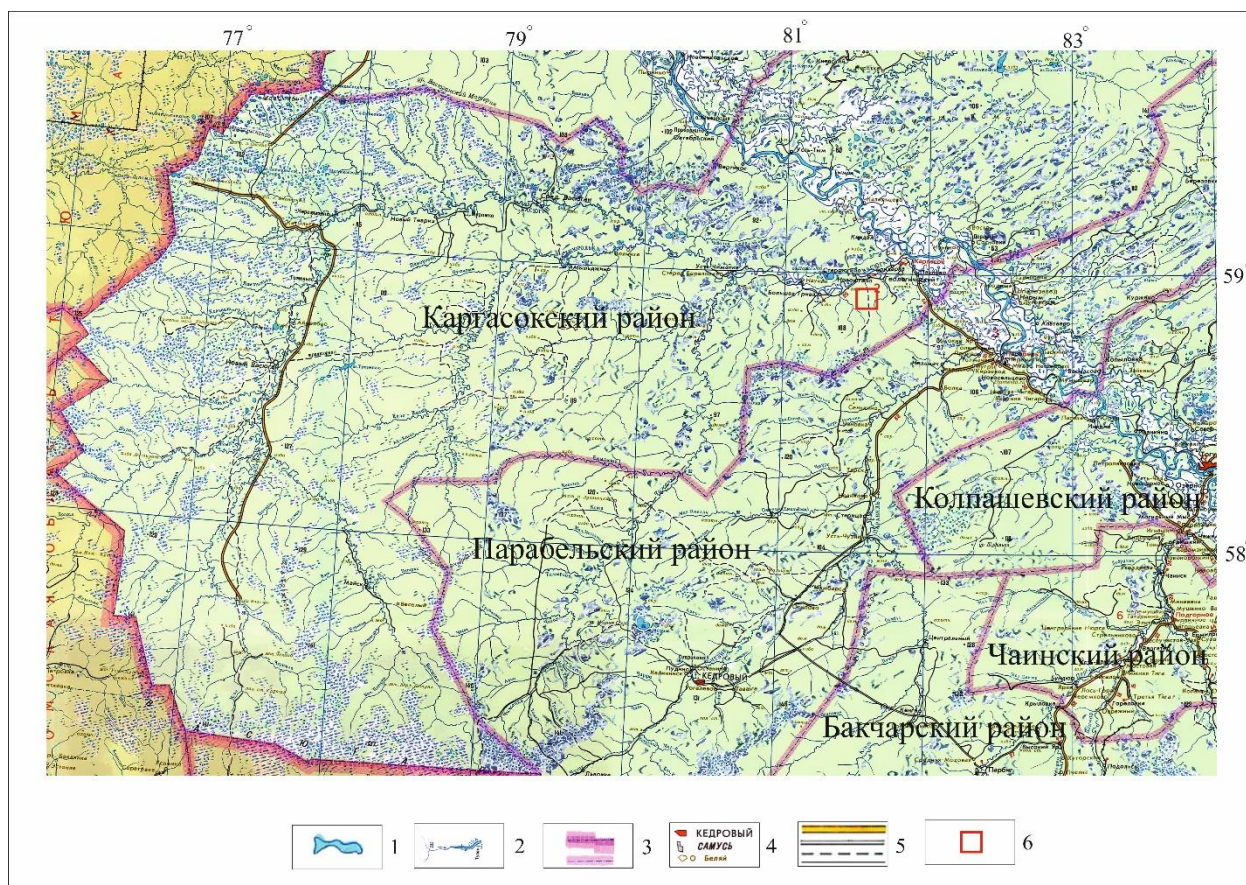


Рис. 2. Фрагмент административной карты Томской области [8]: 1 – озера, 2 – реки, 3 – административные границы, 4 – населенные пункты, 5 – автомобильные дороги, 6 – участок исследования

Поставка грузов на территорию месторождения осуществляется по зимникам. Связь ближайшего села Каргасок с городом Томск осуществляется железной и автомобильной дорогой, а также речным транспортом по реке Обь.

На территории с. Каргасок расположен аэропорт, речной порт и автомобильная трасса. К югу от месторождения проходит нефтепровод, соединяющий Лугинецкое месторождение с главной магистралью.

Территория исследования относится к третьей категории сложности.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Геофизические исследования территории Западной-Сибири начались в 1947 г с создания Союзного Сибирского геофизического треста (ССГТ, г. Новосибирск).

В начале 1948 г. была организована Колпашевская геофизическая экспедиция (КГЭ), ныне Томский геофизический трест (ТГТ). Колпашевские геофизики внесли основной вклад в решение задачи изучения нефтяной геологии Томской области геофизическими методами разведки [12]. Летом этого же года начались первые региональные сейсморазведочные, электрические, гравиметрические и магнитные исследования. В результате была исследована тектоника фундамент и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты.

До середины 50-х годов сейсморазведочными работами МОВ была исследована площадь в 200 тыс. км², в том числе практически вся Томская область с уже установленной нефтегазоносностью. Параллельно с сейсморазведочными работами в этот период проводились изучения территории глубоким бурением.

В пределах одноименной структуры сейсморазведочные работы МОВ проводились в период с 1965 по 1966 г.

В апреле 1967 года на территории была пробурена скважина № 171 «первооткрывательница», из которой получен приток нефти. Нефтегазоносность данной скважина связана с пластами тарской и куломзинской свит. С этого момента территория исследования приобрела статус месторождения Соболиное.

В период с 1967 по 1991 с длительными перерывами на месторождении было пробурено еще шесть скважин – 172, 173, 175, 176 и 177.

В дальнейшем на территории исследования проводились дополнительные СРР МОГТ с/п 6/89-91 (Петров В.Н) и с/п 13/92-93 (Жевлаков Л.П) [9].

В 1992 году в непосредственной близости от скважины 171 пробурена еще одна скважина 178.

В 1996 году пробурена скважина №181. Продуктивными для данной скважины оказались тарская, куломзинская, наунакская и тюменская свиты.

В пробную эксплуатацию месторождение введено в 1993 году и на 1 января 2000 года добыча УВ осуществлялась из пластов Б₁₂, Б₁₀, Ю₁¹ и Ю₂.

На 1999 г. территория Соболиной структуры полностью покрыта сеткой сейсмических профилей – 0,24 км/км² (рис. 3).

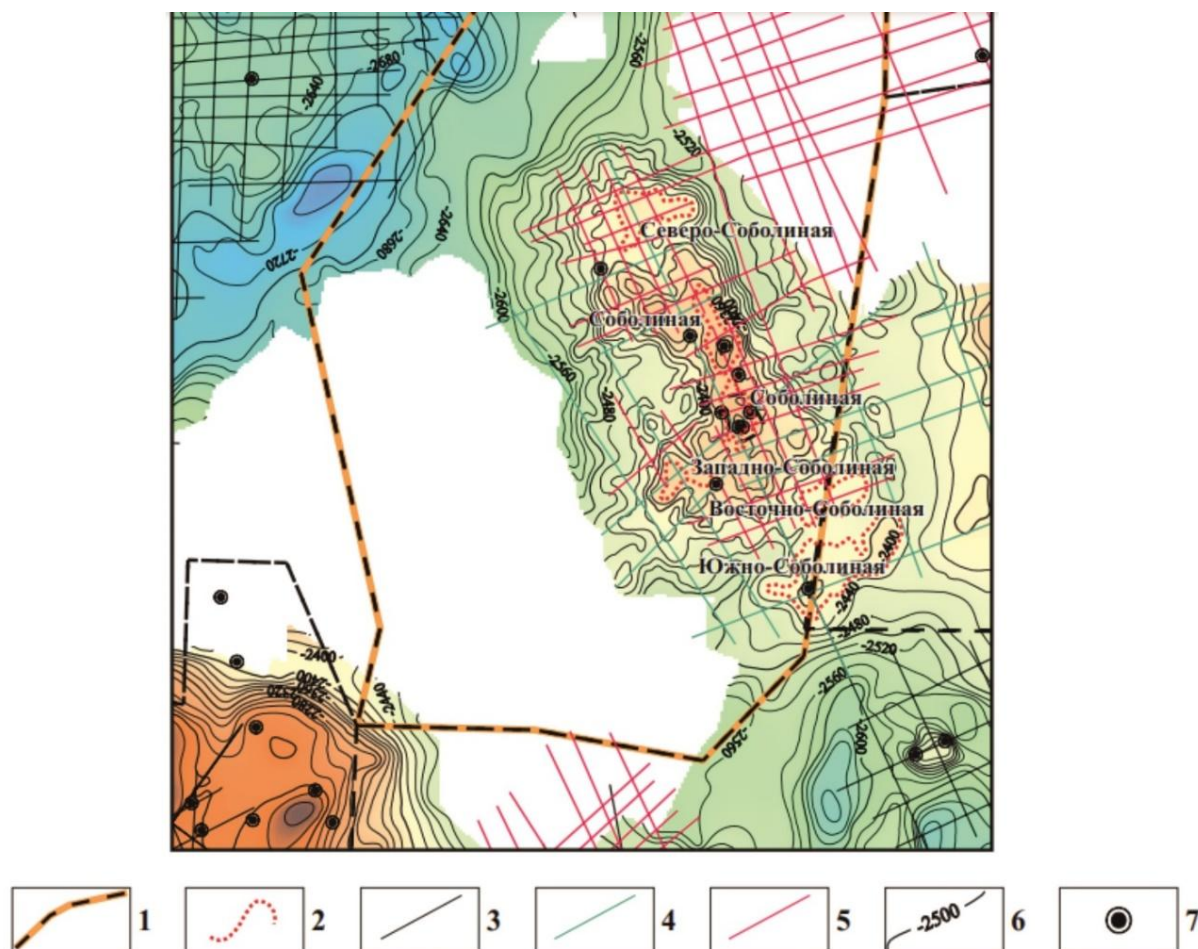
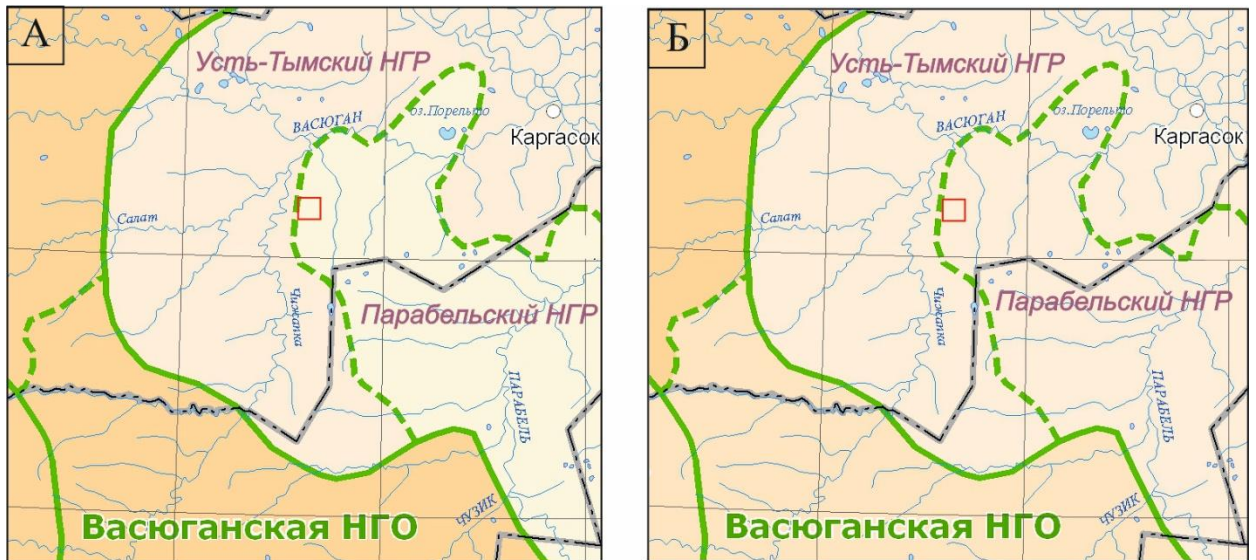


Рис. 3. Изученность Соболиного вала МОГТ (масштаб 1:500000) [11]: 1 – граница лицензионного участка, 2 – контуры локальных поднятий; (3–5) – сейсмические профили МОГТ, отработанные в период: 1976 – 1985гг. (3), 1986 – 1990 гг. (4), 1991 – 1999 гг.(5), 6 – изогипсы отражающего горизонта П^а, 7 – скважины

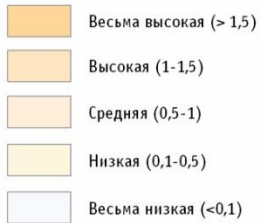
На 2016 г. изученность территории исследования оценивается как среднее. Площадь заполнения сеткой сейсмических профилей составляет от 0,5 км/км² до 1 км/км² (рис.4 А).

Изученность глубоким бурением Соболиной площади также оценивается как среднее и составляет от 3 м/км² до 10 м/км² (рис.4 Б).



Условные обозначения

Изученность сейсморазведочными работами (км на км²)



Изученность глубоким бурением (м/км²)



Границы

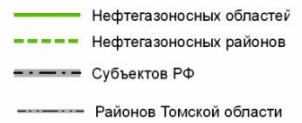


Рис. 4. Положение района исследования показан красным квадратом на фрагменте карт изученности на 2016 г. территории Томской области сейсморазведочными работами (А) и глубоким бурением (Б) [19]

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении месторождения Соболиное участвуют палеозойские отложения фундамента, а также мезозойско-кайнозойские отложения осадочного чехла (Приложение А).

Породы фундамента сложены слабометаморфизированными вулканогенно-терригенными и карбонатными породами. Осадочный чехл представлены терригенными породами. Сводная литологическая колонка представлена в приложении 3. Для написания данного раздела использовались фондовые материалы и опубликованные геологические материалы.

Палеозойская эротема (PZ)

Доюрские отложения на месторождении сложены гидрослюдисто-каолиновыми кварцосодержащими и монтмориллонит-каолиновыми породами. Пермо-триасовые отложения коры выветривания, вскрытые скважной №173 представлены серицит-альбитовыми сланцами.

Мезозойские отложения залегают на пермо-триасовых отложениях со стратиграфическим и угловым несогласием [18].

Мезозойская эротема (MZ)

Юрская система (J)

Согласно решениям стратиграфического совещания (Решения 2003г.) [18] нижне-среднеюрские отложения относятся к Тымскому структурно-фациальному району.

Урманская свита (J_{1h-p}) включает три горизонта: зимний, левинский и шараповский и три подсвиты: нижнюю, соответствующую группе песчаных пластов Ю₁₇, среднюю – ср глинистой пачке и верхнюю – группе песчаных пластов Ю₁₆. К свите приурочен сейсмический горизонт Ф₂.

Тогурская свита (J_{1t}) представлена аргиллитами темно-серыми, зеленоватыми с прослоями алевролитов, а также плотными песчаниками нефтематреинскими в основном с гумусовым типом РОВ. К свите приурочен сейсмический горизонт Ф₂.

Салатская свита (J_{1t}-J_{2a}) включает в себя две подсвиты: нижнюю (Ю₁₅), представленную углистыми алевролитами и серыми песчаниками от грубозернистых до глинистых с остатками флоры и верхнюю, представленную темно-серыми плотными

глинами с прослоями песчаников, алевролитов и углей. К свите приурочен сейсмический горизонт Г¹.

Тюменская свита (J_{2a-b}) включает в себя три подсвиты. Нижняя подсвита представлена песчанистым пластами (Ю₁₁) с прослоями углей, глин и алевролитов, средняя – песчанистыми пластами (Ю₇₋₁₀) с прослоями углистых глин и алевролитов, верхняя – серыми глинами с прослоями алевролитов и глинистых песчаников (Ю₂₋₆). По данным геофизических исследований в верхней и нижней части свиты отмечаются пониженные значения УЭС и ПС (до 25 мВ). К свите относится сейсмический горизонт Г^а. Мощность варьируется от 255 до 392 м.

Согласно [18], верхнеюрские отложения расположены в Сильгинском структурно-фациальном районе. На данной территории распространены пласты наунакской свиты.

Наунакская свита (J_{2bt} - J_{3o}) представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники формируют горизонт Ю₁. По составу мелкозернистые. В пределах свиты наблюдается повышенные значения УЭС. К свите относится сейсмический горизонт Г₆. Мощность наунакской свиты составляет от 62 до 77 м.

Георгиевская свита (J_{3o-tt}) представляет собой маломощную пачку темно-серых, черных аргиллитоподобных глин. Породы не слоистые, алевролитовые с включениями пирита, растительного детрита. По геофизическим исследованиям в данном интервале соответствуют пониженные значения УЭС и высокие значения ПС. Мощность от 7 до 14 м.

Баженовская свита (J_{3tt} - K_{1b}) согласно залегает на породах георгиевской свиты, имеет широкое распространение по площади и выдержанность по мощности. Породы представлены неслоистыми битуминозными аргиллитами с присутствием растительного детрита и останков фауны. Данный интервал является нефтематеринским. По данным сейсмических исследований к подошве свиты приурочен горизонт II^а. По данным ГИС отмечаются очень высокие значения УЭС из-за присутствия битуминозных аргиллитов. Мощность свиты в пределах участка варьируется от 18 до 25 м.

Меловая система (K)

Нижний мел (K₁).

Куломзинская свита (K_{1b-v}) включает в себя три толщи. Первая нижняя толща представлена темно-серыми аргиллитами с небольшим присутствием битумов. Вторая – сложена известковыми песчаниками серого цвета (Б₂₀ – Б₁₆). Третья – преимущественно темно-серыми аргиллитами с редкими прослоями песчаников (Б₁₅ – Б₁₃). По данным ГИС в верхней и средней толщах отмечаются отрицательные аномалии ПС и низкие значения

УЭС. К кровле свиты приурочен сейсмический горизонт $\Pi^{\text{б1}}$. Мощность свиты варьируется от 243 до 275 м.

Тарская свита (K_{1v}) согласно залегает на породах куломзинской свиты, сложена переслаивающимися алевролитами и песчаниками. Породы серые с зеленоватым иногда голубоватым оттенком. Песчаники мелкозернистые и среднезернистые. Песчаникам соответствуют пласты $B_{12} - B_8$. По данным геофизических исследований УЭС пород низкое, а по данные ПС образуются отрицательные аномалии. К кровле свиты приурочен сейсмический горизонт $\Pi^{\text{б}}$. Мощность свиты – от 89 до 104 м.

Киялинская свита ($K_{1g} - br$) представлена песчаниками и алевролитами. Нижней части соответствуют пласты $B_0 - B_8$, которые сложены переслаивающимися алевролитами и известковистыми песчаниками. Верхняя часть свиты представлена алевролитами и песчаниками. Пласты имеют пониженные значения сопротивления. К свите относится $\Pi^{\text{б}}$ сейсмический горизонт. По данным ГИС УЭС пород низкое, по данным ПС отмечаются глубокие отрицательные аномалии. Мощность свиты составляет от 590 до 678 м в пределах территории исследования.

Алымская свита (K_{1a}) несогласно залегает на породах киялинской свиты и представлена переслаивающимися песчаниками и алевролитами. К подошве свиты приурочен сейсмический реперный горизонт М. Мощность свиты составляет 2 м, выдержанна по разрезу.

Покурская свита ($K_{1a} - K_{2s}$) согласно залегает на алымской свиты и разделена на три толщи. Нижняя толща сложена в большей части алевролитами, а также песчаниками и небольшим прослоем углей. Средняя толща несогласно залегает на нижней и представлена песчаниками, прослоями углей и темно-серых алевролитов. Верхняя часть – темно-серыми алевролитами с присутствием в них остатков растительного детрита, а также песчаниками зеленовато-серыми, иногда бурыми и серыми аргиллитами. Мощность – от 813 до 837 м.

Верхний мел (K_2)

Кузнецовская свита (K_{2t-k}) с размывом залегает на покурской свиты характеризует начало верхнемеловой морской трансгрессии. Породы свиты сложены серыми, зеленовато-серыми алевролитами. К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Г. Мощность отложений – от 21 до 24 м.

Ипатовская свита (K_{2k-st}) представлена переслаивающимися песчаниками и алевролитами с присутствием в них растительного обугленного детрита. Породы имеют серые и зеленовато-серые оттенки. Мощность отложений составляет 168 м.

Славгородская свита (K₂kt) представлена опоковидными глинами в нижней части разреза залегает тонкий пласт песчаника. Мощность отложений в пределах района работ варьируется от 65 до 75 м.

Ганькинская свита (K₂kt-m) сложена глинами с небольшим прослоем опоковидных глин серого или зеленоватого оттенка с присутствием глауконитовых включений. Мощность отложений в пределах участка – от 80 до 85 м.

Кайнозойская эротема (KZ)

Палеогеновая система (P)

К палеогеновой системе относятся талищкая, люлинворская, чеганская и некрасовская свиты.

Четвертичные отложения (Q)

Породы представлены глинами, суглинками, песками и галечником, которые несогласно залегают по отношению к олигоценовым отложениям некрасовской свиты (P_{3r}).

2.2 Тектоника

Согласно тектоническому районированию фундамента рассматриваемый район расположен в пределах Назино-Сенькинского антиклинория позднегерцинской складчатости (рис.5), ограниченного крупными грабен-рифтами раннемезозойского возраста (Усть-Тымский и Чузикский).

В мезозойско-кайнозойский период формируется осадочный чехол, тектоника которого обусловлена унаследованными движениями структурно-формационных зон палеозойских складчатых систем фундамента плиты. Согласно [4] Соболиный вал, с которым связано месторождение, расположено в юго-западной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и граничит с северо-востока с Парабельским мегавыступом, с юго-запада с Усть-Тымской мегавпадиной.

Структура представляет собой брахиантиклинальную складку, которая разбита системой суб-меридианальных разломов (рис.6). По отражающему горизонту П^a структура имеет форму вала северо-западного простирания с двумя сводами в центральной и южной частях (рис.7). Размеры ее по замыкающей изогипсе минус 2440 м составляет 28 на 8 км, амплитуда 100 м. Наиболее крутыми являются восточное и западные крылья (2 – 2,5 °), относительно пологий северный склон (до 1 °) и очень пологий южный (менее 30).

По горизонту III (покурская свита апт-альб-сеноман) поднятие оконтуривается изогипсой минус 1340 м и имеет более простую вытянутую форму с размерами 30 на 10 км, амплитуда 80 м.

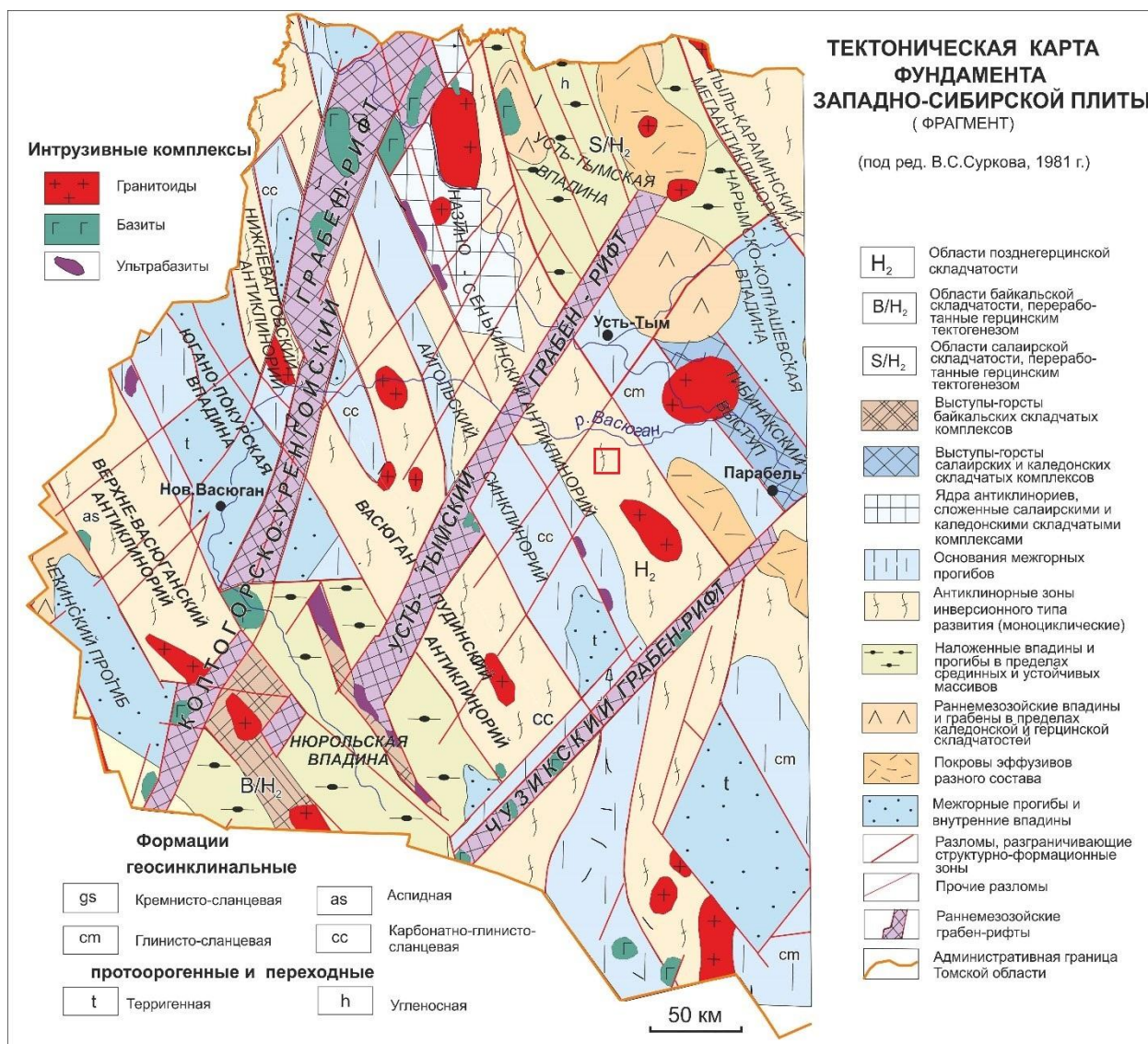


Рис. 5. Положение Соболинского месторождения показано красным квадратом на фрагменте тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под редакцией В.С. Суркова, 1981 г.)

По горизонту IV в (ипатовская свита коньяк – сантон) очертания структуры повторяются в более выположенном виде. Размеры составляют 33 на 12 км, амплитуда 65 м. Смещения свода по всем горизонтам почти не наблюдаются. Таким образом, Соболинское поднятие относится к типичным сквозным структурам [2].

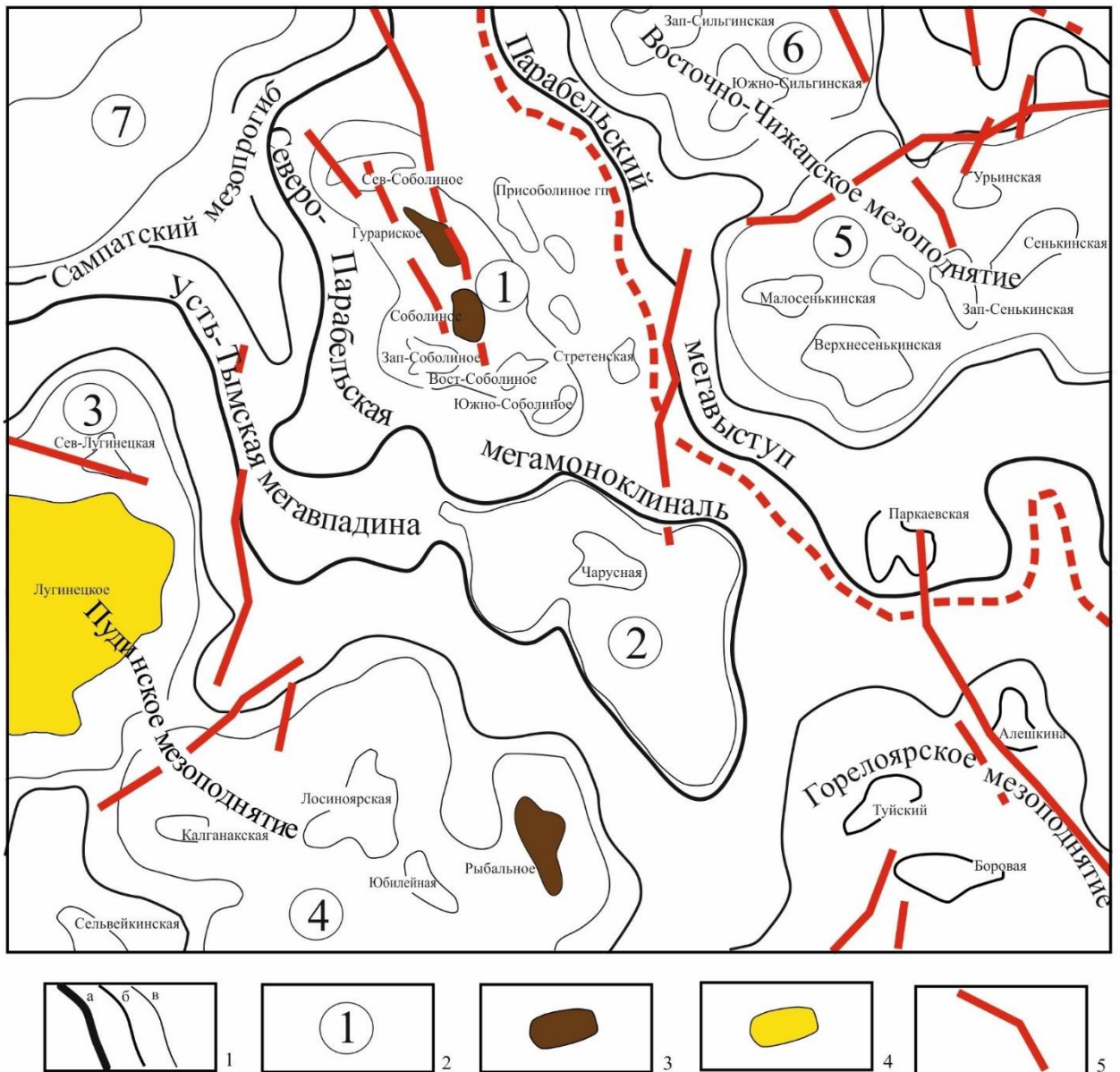


Рис. 6. Положение Соболиного месторождения на карте юрского осадочного чехла [4]: 1 – структуры: I(a), II(б), III(в) порядков, 2 – структуры III порядка – Соболиный вал (1), Южно-Соболиная впадина (2), Лугинецкое КП (3), Юбилейное КП (4), Сенькинское КП (5), Сильгинское КП (6), Салатский прогиб (7), 3 – нефтяные месторождения, 4 – нефтегазоконденсатное месторождения, 5 – тектонические нарушения

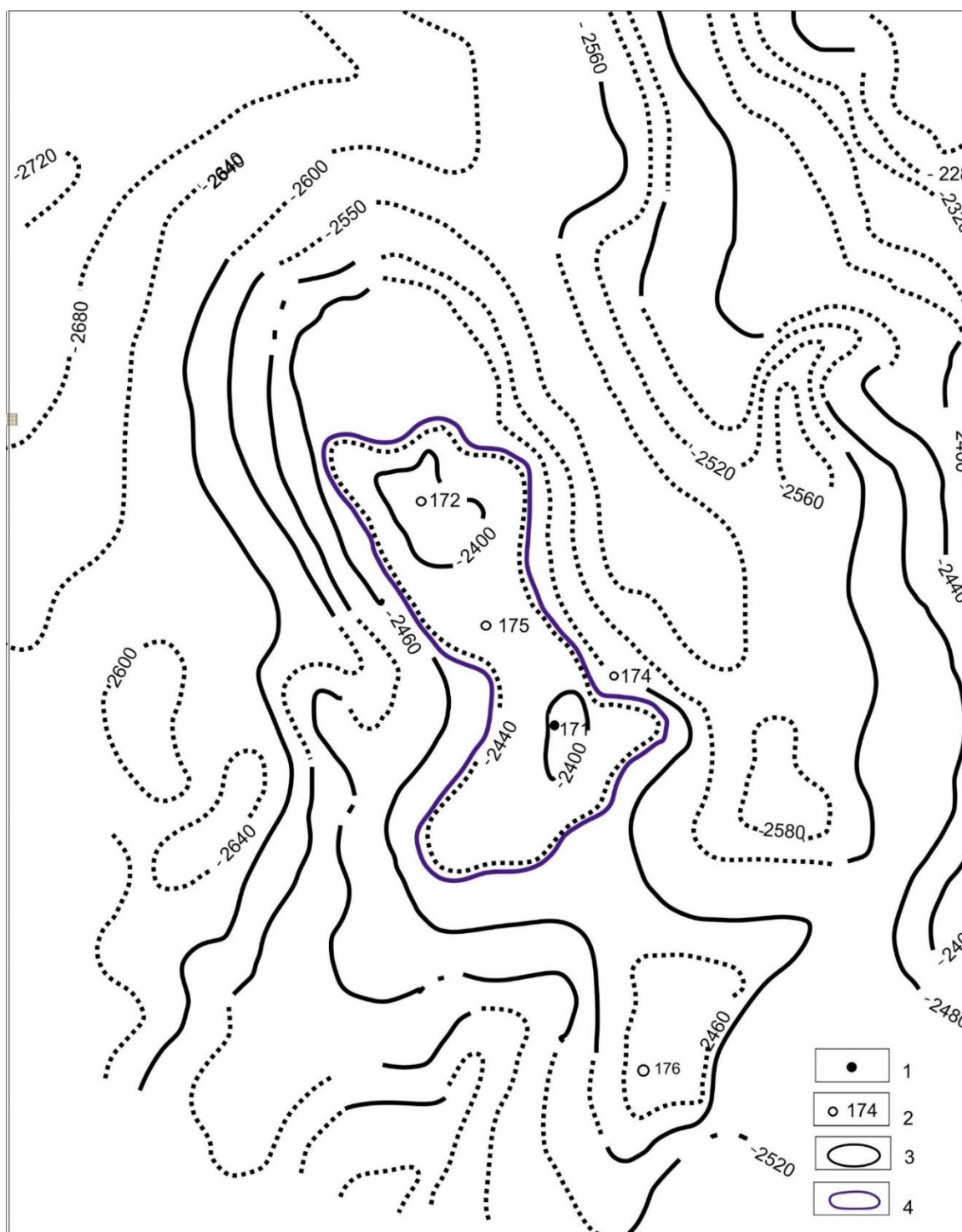


Рис. 7. Структурная карта по горизонту II^а Соболиного месторождения нефти [2]: 1 – скважина первооткрывательница; 2 – проектные скважины; 3 – изогипсы отражающего горизонта; 4 – предполагаемый контур нефтегазоносности по горизонту II

2.3 Нефтегазоносность

Соболиное месторождение нефти расположено в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Пайдугинской нефтегазоносной области, относится к Парабельскому нефтегазоносному району (рис. 8).

В пределах территории исследования выделяется три НГК: нижнемеловой, верхне-среднеюрский, нижнеюрский.

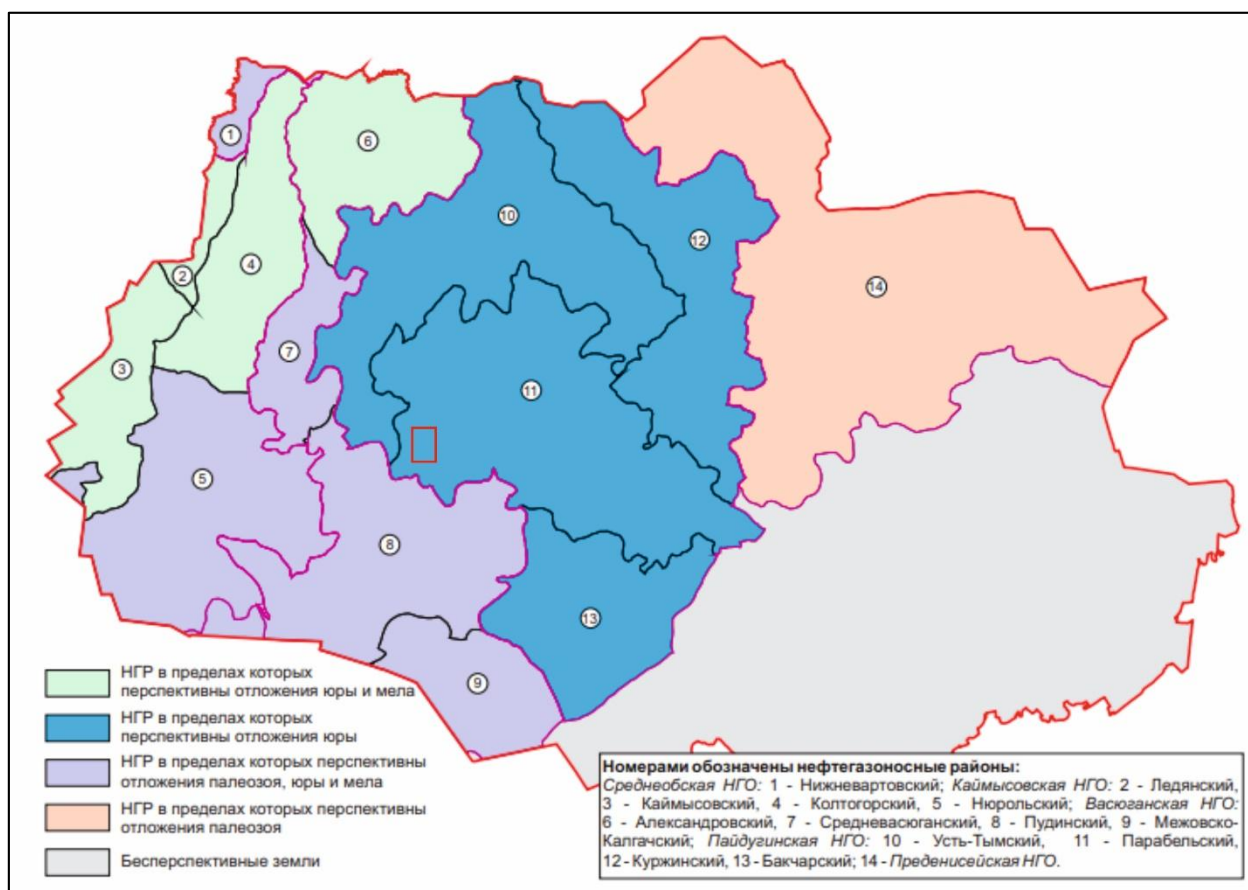


Рис. 8. Положение Соболиного месторождения на карте нефтегазоносного районирования Томской области [10]

Всего на территории месторождения было пробурено 4 глубоких скважины № 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177 и 178 все скважины вскрыли доюрский НГК, кроме скважины № 171, 177 и 178 которые вскрыли часть нижнемелового НГК.

Нижнемеловой нефтегазоносный комплекс был вскрыт всеми 4 скважинами. Промышленный приток нефти получен в скважине № 171. В первой на отметке 2054,9 м с дебитом 103,8 м³/сутки и относится к пластам Б₁-Б₆ тарской свиты. Забой скважины приурочен к куломзинской свите. Скважина № 172, № 173 и № 175 в интервале горизонта оказались за контуром нефтеносности и имеют водоносную характеристику. Скважина № 176 испытана в интервале 2138 – 2271 м приуроченные к пластам Б₈ – Б₁₃, характеризуются как водоносные. Пласт Б₁₀ приуроченный к верхней части куломзинской свиты характеризуется как нефтегазоносный в скважине № 179 (2128 – 2131 м). Из пласта Б₁₁ в скважине 181 был получен приток нефти в интервале 2122 – 2126 м 90 м³/сут и в интервале 2114 – 2118 130 м³/сут (приложение Б).

Пласт B_{12} в скважинах № 178, 179, 181 и 182 характеризуется как нефтеносный. По данным испытаний в скважине № 178 в интервале 2130 – 2134 м получен приток нефти дебитом $32,4 \text{ м}^3/\text{сутки}$. По данным испытаний в скважине № 179 в интервале 2170 – 2173 м получен приток нефти дебитом $0,8 \text{ м}^3/\text{сутки}$, а в интервале 2161 – 2164 м – $3,1 \text{ м}^3/\text{сутки}$. В скважине 181 по данным испытаний в интервале 2132 – 2136 м и 2141 – 2145 м был получен приток нефти $132 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Из пласта B_{12}^1 в скважине 181 в интервале 2132 – 2136 м $150 \text{ м}^3/\text{сутки}$.

Пласт B_{13} в скважине 1822173 – 2184 м получен приток нефти $3,4 \text{ м}^3/\text{сутки}$.

Верхне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс представляет интерес в интервалах наунакской и тюменской свит.

Из пласта $Ю_1^1$ по данным испытаний в скважине 181 в интервале 2446 – 2463 м был получен конденсат $0,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скважине 182 в интервале 2459 – 2465 м был получен приток нефти $1 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Из пласта $Ю_1^{1-2}$ по данным испытаний в интервале 2462 – 2469 м в скважине 172 был получен приток нефти $0,35 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скважине 173 в интервале 2484 – 2507 м дебит нефти составил $0,65 \text{ м}^3/\text{сут}$ на среднем динамическом уровне 875 м.

Из пласта $Ю_1^3$ в скважине 182 по данным испытаний был получен приток нефти $2 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Из пласта $Ю_1^{3-4}$ по данным испытаний в интервале 2518 – 2522 м был получен приток воды с пленкой нефти на динамическом уровне 810 м.

Из пласта $Ю_6$ в скважине № 172 из интервала 2722 – 2752 м был извлечен керн с запахом нефти характеризуется как нефтеносный, а по данным испытаний в интервале 2720 – 2745 м был получен приток нефти дебитом $0,316 \text{ м}^3/\text{сут}$ на среднем динамическом уровне 1107 м.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс представляет интерес в пласте $Ю_{16}$ (тюменская свита), где в скважине 172 с глубины 2697 м в плоть до кровли палеозоя – 2924 м керн имеет запах нефти.

2.4 Фильтрационно-емкостные свойства пластов на Соболином месторождении

Юрские отложения

Пласт $Ю_6$ тюменской свиты вскрыт скважиной 175 охарактеризован керном и литологически представлен песчаником серым, мелко-среднезернистым, неравномернослоистым за счет намыва углистого материала, крепкоцементированным. Признаков нефтеносности в керне не отмечено. По промысловой геофизике пласт

неоднородный, проницаемый, аномалия ПС отрицательная до 25 мВ, интерпретируется как водоносный. По физическим свойствам пласт характеризуется низкими коллекторскими свойствами - открытая пористость 3 – 11,5 %, проницаемость от 0,1 до 0,2 мД.

Согласно промыслово-геофизическим, проведенным в нефтегазоносных интервалах пласт Ю₂ (тюменская свита) залегающий на глубине 2555 – 2591 м представленный песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В верхней части пласта в скважине № 172 песчаник имеет запах нефти, не является продуктивным из-за плохих коллекторских свойств. По геофизическим исследованиям, проведенным в скважине 173 пласт характеризуется как водоносный.

Пласт Ю₁ (наунакская свита) в скважинах 172, 173 и 175 представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами глубина залегания 2461 – 2484 м. Песчаник в верхней части пласта в скважине 173 имеет запах нефти. При испытании нижней части пласта в интервале 2518 – 2522 м была получена пластовая вода. В верхней же части на глубине 2503 – 2506 м была получена вода с пленкой нефти. По физическим свойствам пласт характеризуется высокими коллекторскими свойствами, пористость – 5 – 23%, проницаемость – 0,6 – 249 мД.

По данным промыслово-геофизических исследований во скважины № 171 и №172 определяются как водоносные, а при испытании скважины № 173 в интервале 2462 – 2469 м получен непромышленный приток нефти.

Меловые отложения

Пласт Б₈ залегающая на глубине 2238 – 2182 м, представлен алевролитами. Пласт испытан в скважине №172 2146 – 2162 м и получен приток воды. Скважина № 171, которая залегаем на 44 м выше в данном интервале не испытана. Кажущие удельное сопротивление проницаемых пластов составляет 7 – 8 Ом*м [2].

Все вышележащие пласты от Б₆ до Б₁ в сводовой части скважине №171 насыщены нефтью или имеют резкий нефтяной запах по керну. Скважины № 172 и №173, лежащие ниже на 32 – 40 м ниже гипсометрически насыщены водой.

Пласт Б₆ и Б₅ залегающий на глубине 2142 – 2154 м вскрыт скважиной №171 представлен чередованием переслаивающихся темно серых песчаников слабо нефтенасыщенных, средней крепости, аргиллитов и алевролитов. Кажущееся сопротивление песчаных пропластков 14,5 – 32 Ом*м. Депрессия по данным ПС до 45 – 50 мВ. Открытая пористость песчаников составляет 17,3 – 25,2 %. Проницаемость 71 миллидарси. При опробование нижней части интервала на глубине 2151 – 2154 м получен

приток пластовой воды дебитом $3,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ с пленкой нефти. Верхняя же часть пласта не подвергалась испытанию.

Пласт Б₄, залегающий в интервале 2128 – 2140 м, вскрыт скважиной 171 представлен серыми мелкозернистым песчаником, насыщен нефтью. Удельное сопротивление пласта $10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Аномалия по данным ПС составляет 70 мВ.

По показаниям газового каротажа (компонентный состав газа CH_4 – 67,4 %, C_2H_6 – 32,6 %) величина остаточной нефтегазонасыщенности (N) 11%. Коллекторские свойства пласта высокие. Открытая пористость составляет 21,5 – 25,9 % при проницаемости от 13 до 755 мД. При испытании пласта получен фонтан нефти дебитом $213,1 \text{ м}^3/\text{сутки}$ через 11-миллиметровый штуцер. Вместе с нефтью получена стойкая нефтяная эмульсия дебитом $85,2 \text{ м}^3/\text{сутки}$ на указанном режиме. Газовый фактор $67,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Пластовое давление 215,3 атм. Температура пласта $73,8^\circ$. Нефть легкая, подвижная коричневого цвета малосернистая [2].

Пласт Б₃, залегающий в интервале 2120 – 2124 м вскрытый скважиной № 171, представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Интервал песчаников насыщен нефтью. Удельное сопротивление пластов достигает $8,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Амплитуда ПС составляет 58 мВ. По данным газового каротажа (компонентный состав газа CH_4 – 60,1 %, C_2H_6 – 39,6 %) и остаточной нефтегазонасыщенности (N) 10 % пласт содержит нефть.

Открытая пористость песчаных пластов составляет от 21,4 до 24,4 %, с проницаемостью от 33 до 653 мД.

Пласт Б₂, залегающий в интервале 2100 – 2114 м, вскрытый скважиной № 171 представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Первые насыщены нефтью, с удельным электрическим сопротивлением $6 - 7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и аномалией ПС 36 – 60 мВ. Открытая пористость песчаников 20,8 – 25,1 %. Проницаемость – 709 мД. Опробование в интервале пласта не проводилось.

Пласт Б₁, залегающий в интервале 2086 – 2092 м, вскрытый скважиной № 171 представлен песчаниками мелкозернистыми средней крепости и насыщен нефтью. Удельное электрическое сопротивление пласта $6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, с аномалией ПС – 35 мВ. Открытая пористость – 22,9 – 25,2%, проницаемость – 69 – 980 мД. Опробование в интервале не проводилось.

Пласт Б₁₂ залегаёт на глубине 2100,6 – 2108 м. Представлен частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Проницаемый пласт нефтенасыщен. Открытая пористость по пласту – 19,3 -22,7 %, проницаемость – 63 мД. Опробования в пласте не проводились.

Пласт Б₁₁ вскрыт в интервале 2049 – 2065 м скважиной № 171. Керн в интервале не отбирался. Удельное сопротивление пласта в интервале 2048,8 – 2056,4 м – 4,6 Ом*м, а в интервале 2058,4 – 2063,6 м – 2,7 Ом*м, с аномалией ПС 70 мВ. ВНК отмечается на глубине 2056,8 м. Опробования пласта не проводились.

По данным промыслово-геофизических исследований были получены значения коэффициентов пористости, проницаемости, водонасыщенности, нефтенасыщенности, глинистости и значения сопротивлений.

Таблица 1. ФЕС пластов мелового комплекса по Соболиному месторождению

Скв.	Индекс пласта	Интервал	Мощность, м	Параметры пласта						Насыщение	
				УЭС, Ом*м	Кп, %	Кпр, мД	Кгл д.е	Кв д.е	Кн д.е		
171	Б ₁	2086-2092	6	5,9	24,05	524,5	Нет данных			Н	
171	Б ₂	2100-2114	14	5,9	22,95	709				Н	
171	Б ₃	2120-2124	4	5,9	22,9	343				Н	
171	Б ₄	2128-2140	12	5,9	23,7	384				Н	
171	Б _{5-Б₆}	2142-2154	12	5,9	21,25	71				Н	
177	Б ₁₀	2112,4-2123,8	11,4	4,2	20,8	46,5	0,2	0,76	0,23	Н+В	
177	Б ₁₁ ¹	2123,8-2135,8	12	4,9	19,2	29,2	0,29	0,71	0,29	Н+В	
177	Б ₁₁ ²	2135,8-2146,8	11	4,8	18,8	20,8	0,32	0,75	0,26	Н+В	
178	Б ₁₂ ¹	2123,6-2130,4	6,8	5,6	17	17,7	0,28	0,66	0,34	Н	
178	Б ₁₂ ²	2130,4-2143	12,6	6,1	22	155	0,17	0,55	0,45	Н	
181	Б ₁₁	2114 – 2125,2	11,2	Нет данных	23,9	396,9	Нет данных			0,6	Н
181	Б ₁₂	2141,2 – 2148,4	7,2		20,5	45,6				0,43	Н
181	Б ₁₂ ¹	2131,6 – 2136,4	4,8		23,5	331,1				0,66	Н
182	Б ₁₂ ¹	2140 – 2147	7,2	6,5	21,7	45,6	0,19	0,38	0,43	Н	
182	Б ₁₃	2173,4 – 2183,6	8,2	Нет данных	20,6	27			0,48	Н	

2.5 Сейсмологическая характеристика

В разрезе Соболиного месторождения выделяются несколько отражающих горизонтов (рис. 9). К ним тяготеют наиболее интенсивные и динамически выраженные (в региональном плане) отраженные волны, обладающие опорными свойствами в пределах

всей территории исследования. К таковым, прежде всего, следует отнести группы волн Φ_2 , I, II, III, IV.

Отражающий горизонт Φ_2 условно связан с подошвой юрских отложений. Сейсмические волны сравнительно низкочастотны, динамически не выдержаны. Оси синфазности часто прерывисты, нередко осложнены дифрагированными волнами, что связано с активными проявлениями дизъюнктивной тектоники.

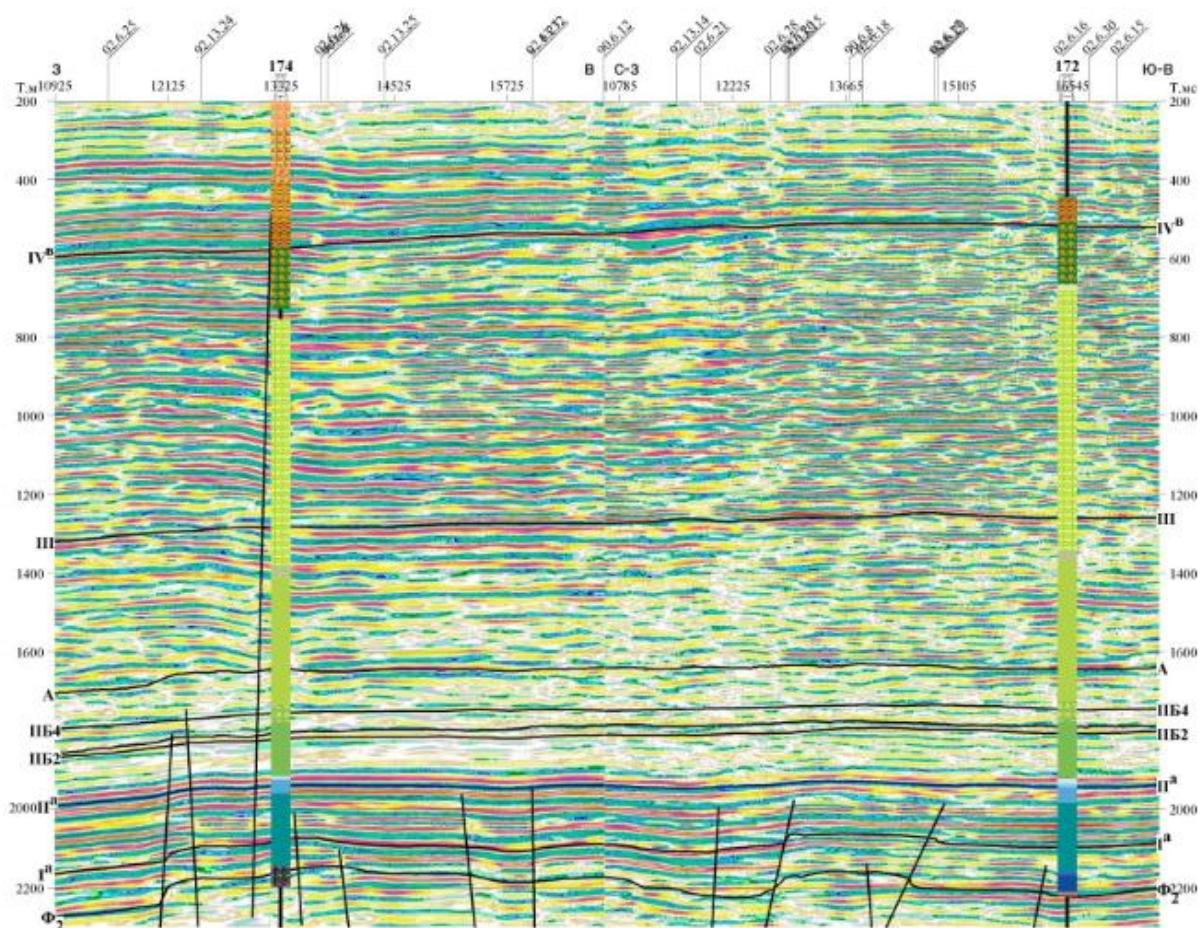


Рис. 9. Сводный сейсмостратиграфический разрезе по профилям 90060012, 02060022 [11]

Горизонт I^a , который согласно исследованиям ТО СНИИГГиМСа, отождествляется с регионально выдержанным угольным пластом $У_{10}$, сформировавшимся на рубеже аалена и байос-бата.

Горизонт II^a формируется на контакте между сравнительно маломощными (20-30м) глубоководно-морскими битуминозными глинами баженовской свиты и песчано-алевритовыми отложениями васюганской свиты.

Выше горизонта II^a , в интервале 150-250 мс, прослеживается серия отражающих горизонтов, последовательно выклинивающихся в западном направлении на отложения

баженовской свиты. Вверх по разрезу эти клиноформные отложения перекрыты серией субгоризонтальных отражающих горизонтов различной протяженности и динамической выразительности. Эти горизонты в данном отчете являются объектами исследования, так как с ними связаны основные залежи нефти. Индексируются они снизу вверх как: Π^{B2} (кровля пласта B_{14}), Π^{B3} (подошва тарской свиты), Π^{B4} (кровля пласта B_{10}). Сложный характер залегания отражающих границ нижнего мела связан со специфическими условиями осадконакопления, а именно, с последовательным заполнением недокомпенсированной палеовпадины в волжско-неокомское время.

Отложения покурской свиты образовывались, в основном, в континентальных условиях, лишь в отдельные моменты истории развития площади сюда проникало море. В этой части разреза выделяется устойчивая группа отражающих горизонтов III (низы покурской свиты). Наиболее выдержанный горизонт прослеживается на уровне 80-120 м выше подошвы свиты.

В верхнемеловом морском бассейне сформировались отложения, которым соответствует группа отражающих границ IV. Особенно интенсивна и динамически выражена волна IV^B , формирующаяся в отложениях ипатовской свиты.

Периоду самой молодой третичной трансгрессии соответствует группа отражающих горизонтов V. Наиболее выдержанным является горизонт V^a , приуроченный к отложениям талицкой свиты.

Пример волновой картины, характеризующей мезозойско-кайнозойские отложения и верхнюю часть палеозойских образований, приведен на сводном сейсмостратиграфическом разрезе по профилям 90060012, 02060022 (рис. 9).

3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализ основных результатов ранее проведенных исследований проводился по скважинам 171,172,173,174,175,176, 177 и 178.

В ходе проведения геофизических исследований на месторождении Соболиное был проведен следующий комплекс методов: КВ, ПС, ИК, БКЗ, МБК, МКЗ, БК, ГК, НГК, АК, инклинометрия и газовый каротаж (прил.1). Методы проводились в масштабе 1:500 по всему стволу и 1:200 в перспективных интервалах.

Скважина № 171 пробурена до глубины 2220 м (куломзинская свита) в южной части структуры. В скважине проводился следующий комплекс ГИС: ст. каротаж ПС – 1 уст., ст. каротаж ПС – 2 уст., ГК, НГК, газовый каротаж, метод БКЗ – 4 уст., МКЗ, резистивиметрия в масштабах 1:200 и 1:500, кавернометрия в масштабе 1:500 инклинометрия ч/з 25 м. Фактические методы, которые проводились в скважине занесены в таблицу 2.

Таблица 2. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 171

Дата проведения исследований	Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования, м
18.12.1966 г.	Ст. каротаж ПС – 1 уст.	1:500	20 – 500
	Инклинометрия	ч/з 25 м	10 – 375
13.02.1967 г.	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:500	512 – 2206
	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:200	1700 – 2203
	Ст. каротаж ПС – 2 уст	1:500	512 – 1940
	Ст. каротаж ПС – 2 уст	1:200	1940 – 2203
	БКЗ – 4 уст	1:500	512 – 1940
	Резистивиметрия		1120 – 1962
	Резистивиметрия	1:200	1962 – 2210
	МКЗ		1600 – 2210
	Каверномерия	1:500	512 – 1920
	Инклинометрия	ч/з 25 м	510 – 2200
	ГК	1:200	20 – 2180
	Газовый каротаж		990 – 2180

К испытанию рекомендованы следующие интервалы: 2014 – 2018, 2025 – 2027, 2033 – 2036 м (киялинская свита); 2047 – 2051, 2048,8 – 2054, 2054,4 – 2063,7, 2070 – 2077, 2084 – 2090, 2098 – 2112, 2118 – 2122, 2126 – 2134 м (тарская свита).

Скважина № 172 пробурена до глубины 2952 м (палеозойские отложения) в северной части структуры. В скважине проводился следующий комплекс ГИС: ст. каротаж ПС – 1 уст, кавернометрия в масштабах 1:200 и 1:500, метод ГК, НГК, метод БКЗ, МКЗ, резистивиметрия в масштабах 1:200, инклинометрия ч/з 25 м. Фактические методы, которые проводились в скважине занесены в таблицу 3.

Таблица 3. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 172

Дата проведения исследований	Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования, м
6.07.1967 г.	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:500	347 – 2950
	Инклинометрия	ч/з 25 м	340 – 2100
20.08.1967 г.	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:500	347 – 2940
	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:200	2080 – 2940
	Резистивиметрия	1:200	2080 – 2940
	БКЗ – 4 уст		2080 – 2940
	МКЗ		1980 – 2954
	Кавернометрия	1:500	347 – 2000
	Инклинометрия	ч/з 25 м	340 – 2953
	ГК и НГК	1:200	2030 – 2954
	Газовый каротаж		1490 – 2890

К испытанию рекомендованы следующие интервалы: 2916 – 2954 (темная свита + палеозой), 2720 – 2745 (тюменская свита), 2461 – 2468 (наунакская свита), 2210 – 2224 (куломзинская свита), 2142 – 2150, 2175 – 2179 (тарская свита).

Скважина № 173 пробурена до глубины 2913 м (палеозойские отложения) на юго-восточном переклинали Соболиного поднятия. В скважине проводился следующий комплекс ГИС: ст. каротаж ПС – 3 уст, кавернометрия в масштабах 1:200 и 1:500, ГК, НГК, метод БКЗ – 4 уст., МКЗ, резистивиметрия в масштабах 1:200, инклинометрия ч/з 25 м. Фактические методы, которые проводились в скважине занесены в таблицу 4.

Таблица 4. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 173

Дата проведения исследований	Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования
27.02.1968 г.	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:500	10 – 270
17.03.1968 г.	Ст. каротаж ПС – 3 уст	1:500	415 – 2330
	Инклинометрия	ч/з 25 м	350 – 2330
12.05.1968 г.	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:500	2000 – 2660
	Ст. каротаж ПС – 3 уст	1:200	2000 – 2660
	Резистивиметрия		2000 – 2660
	БКЗ – 4 уст.		2000 – 2660
	МКЗ		2000 – 2660
	Кавернометрия	1:500	950 – 1960
	Кавернометрия	1:200	1960 – 2656
	Инклинометрия	ч/з 25 м	2275 – 2660

Продолжение таблицы 4

23.05.1968 г.	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:500	2480 – 2901
	Ст. каротаж ПС – 2 уст	1:200	2480 – 2902
	Ст. каротаж ПС – 1 уст		2602 – 2904
	БКЗ – 4 уст		2600 – 2900
	Резистивиметрия		2450 – 2900
	МКЗ		2430 – 2900
	Каврнметрия		1:500
	Каврнметрия	1:200	2355 – 2890
	ГК	1:500	80 – 2090
	ГК	1:200	2090 – 2886
	НГК	1:500	82 – 2092
	НГК	1:200	2092 – 2890
	Инклинометрия	ч/з 25 м	2600 – 2910
	Газовый каротаж		692 – 2897

К испытанию рекомендованы следующие интервалы: 2485 – 2490 м, 2505 – 2507 м, 2517 – 2522 м (пласт Ю₁).

Скважина № 174 пробурена до глубины 3000 м (палеозойские отложения) в северо-западной части структуры. В скважине проводился следующий комплекс ГИС: ст. каротаж ПС – 1 уст., кавернометрия в масштабах 1:200 и 1:500, методы ГК, НГК, метод БКЗ, МКЗ, резистивиметрия в масштабе 1:200, инклинометрия ч/з 25 м, индукционный метод, акустический метод, боковой каротаж, микробоковой каротаж и газовый каротаж. Фактические методы, которые проводились в скважине занесены в таблицу 5.

Таблица 5. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 174

Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования
Ст. каротаж ПС	1:500	698-2993
Ст. каротаж ПС	1:200	2100-2992
Резистивиметрия	1:200	2100-2984
БКЗ		2100-2991
МКЗ		2100-2996
Кавернометрия	1:500	0-2995
Инклинометрия	ч/з 25 м	0-2995
ГК	1:500	0 – 3000
НГК		0-3000
ИК	1:200	2100-2996
АК		2100-2995
БК		2100-2996
БМК, МКВ		2100-2997
Газовый каротаж		1460-2999

К испытанию рекомендован интервал 2802 – 8212 м (пласт Ю₆).

Скважина № 175 пробурена до глубины 2939 м (палеозойские отложения) к северо-западу от скважины №171. В скважине проводился следующий комплекс ГИС: ст. каротаж ПС – 1 уст., кавернометрия в масштабах 1:200 и 1:500, методы ГК, НГК, метод

БКЗ, МКЗ в масштабе 1:200, инклинометрия ч/з 25 м, индукционный метод, акустический метод, боковой каротаж, микробоковой каротаж Фактические методы, которые проводились в скважине занесены в таблицу 6.

Таблица 6. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 175

Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования
Ст. каротаж ПС	1:500	519-2930
Ст. каротаж ПС	1:200	519-2933
БКЗ		519-2930
МКЗ		519-2932
Каверномерия		1:500
Инклинометрия	ч/з 25 м	0-2938
ГК	1:500	16-2936
НГК		16-2936
ИК	1:200	2000-2932
БК		2000-2932
БМК, МКВ		2000-2932
Газовый каротаж		1494-2939

К испытанию рекомендованы следующие интервалы: 2081 – 2110 м (пласт Б₈), 2114 – 2160 м (Б₁₁ – Б₁₂), 2445 – 2453 м (Ю₁¹), 2470 – 2480 м (пласт Ю₁²), 2483 – 2508 (Ю₁¹⁻²) и 2516 – 2522 м (Ю₁³).

Скважина № 176 пробурена до глубины 2918 м (палеозойские отложения) в юго-восточной части поднятия. В скважине проводился следующий комплекс ГИС: ст. каротаж ПС – 1 уст., ст. каротаж ПС – 3 уст, каверномерия в масштабах 1:200 и 1:500, методы ГК, НГК, метод БКЗ, МКЗ в масштабе 1:200, инклинометрия ч/з 25 м. Фактические методы, которые проводились в скважине занесены в таблицу 7.

Таблица 7. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 176

Дата проведения исследований	Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования
12.08.1968 г.	Ст. каротаж ПС – 3 уст	1:500	432 – 1990
	Инклинометрия	ч/з 25 м	375 – 2000
17.09.1968 г.	Ст. каротаж ПС – 1 уст	1:500	432-2903
	Ст. каротаж ПС – 3 уст	1:200	1950 – 2906
	Резистивиметрия	1:200	1950 – 2906
	БКЗ – 4 уст.		1930 – 2906
	МКЗ		1950 – 2907
	Каверномерия		1950 – 2843
	Инклинометрия	ч/з 25 м	1950 – 2900
	ГК	1:500	90 – 1880
	ГК	1:200	1880 – 2912
	НГК	1:500	90 – 1880
	НГК	1:200	1880 – 2914

К испытанию рекомендованы следующие интервалы: 483 – 662 м (ипат.), 686 – 734 м (ПК₁²), 2138 – 2152 м (пласт Б₈), 2171 – 2186 м (пласт Б₁₀), 2260 – 2271 м (пласт Б₁₃), 2508 – 2530 м (пласт Ю₁¹⁻²), 2552 – 2573 (пласт Ю₁³⁻⁴) и 2585 – 2870 м (тюм.+Pz).

Скважина № 177 пробурена до глубины 2205 м (баженовская свита) в восточной части поднятия. В скважине проводился следующий комплекс ГИС: ст. каротаж ПС, кавернометрия в масштабах 1:200 и 1:500, методы ГК, НГК, АК, ИК, БК, БМК, МКВ, метод БКЗ, МКЗ и газовый каротаж в масштабе 1:200, инклинометрия ч/з 25 м. Фактические методы, которые проводились в скважине занесены в таблицу 8.

Таблица 8. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 177

Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования
Ст. каротаж ПС	1:500	587 – 2190
Ст. каротаж ПС	1:200	1550 – 2190
БКЗ	1:200	1550 – 2185
МКЗ		1500 – 2192
Резистивиметрия	1: 500	1550 – 2185
Кавернометрия	1:500	587 – 2191
Инклинометрия	ч/з 25 м	0 – 2175
ГК	1:500	0 – 2204
НГК		0 – 2204
ИК	1:200	1550 – 2192
АК		1550 – 2204
БК		1550 – 2193
БМК, МКВ		1550 – 2204
Газовый каротаж		1431 – 2205

К испытанию рекомендован интервал 2109 – 2116 м (пласт Б₁₂).

Скважина № 178 пробурена до глубины 2549 м (тюменская свита) в непосредственной близости от скважины № 171. В скважине проводился следующий комплекс ГИС: ст. каротаж ПС, кавернометрия в масштабах 1:200 и 1:500, методы ГК, НГК, АК, ИК, БК, БМК, МКВ, метод БКЗ и МКЗ в масштабе 1:200, инклинометрия ч/з 25 м. Фактические методы, которые проводились в скважине занесены в таблицу 9.

Таблица 9. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 178

Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования
Ст. каротаж ПС	1:200	614 – 2540
БКЗ	1:200	2010 – 2540
МКЗ		2010 – 2540
Резистивиметрия		1550 – 2185
Кавернометрия	1:500	0 – 2540
Инклинометрия	ч/з 25 м	0 – 2240
ГК	1:500	0 – 2540
НГК		0 – 2540
ИК	1:200	2010 – 2540
АК		2010 – 2540

БК	1:200	2010 – 2540
БМК, МКВ		2010 – 2540

К испытанию рекомендован интервал: 2130 – 2134 м (пласт Б₁₂).

Комплекс геофизических методов позволил выполнить попутную разбивку разрезов, вскрываемых скважинами (таблица 10).

Таблица 10. Стратиграфическая разбивка для скважин

Стратиграфия		Скважины							
		171	172	173	174	175	176	177	178
Четвертичные отложения		0	0	0	0	0	0	0	0
Некрасовская серия верхний+средний олигоцен		75	85	95	150	75	95	95	75
Чеганская свита олигоцен+верхний эоцен		78	88	98	153	78	97	97	78
Люлинворская свита эоцен		148	158	173	222	148	172	172	148
Талицкая свита палеоцен		228	238	263	301	228	262	262	228
Ганькинская свита даний, маастрихт		278	283	318	348	278	317	317	278
Березовская	Славгородская свита кампан+верхний сантон	363	363	398	363	363	397	363	363
	Ипатовская свита нижний сантон+коньяк	428	428	473	498	431	472	428	428
Кузнецовская свита турон		598	598	641	-	590	662	614	598
Покурская свита сеноман+альб+апт		622	620	663	-	611	686	637	622
Алым- ская	Кошайская пачка	1435	1451	1490	1470	1448	1514	1435	1438
	Пласт А ₁	1436	1452	1491	1471	1449	1515	1436	1439
Киялинская свита готерив+баррем		1437	1453	1492	1472	1450	1516	1468	1440
Тарская свита валанжин		2048	2076	2103	2150	2040	2137	2080	2050
Куломзинская свита валанжин		2137	2169	2194	2243	2144	2225	2163	2138
Баженовская свита титонский			2425	2453	2485	2411	2473	2473	2412
Георгиевская свита кимеридж			2448	2474	2504	2433	2498	2498	2430
Наунакская свита келловей+оксфорд			2462	2483	2513	2446	2508	2508	2437
Тюменская свита нижняя+средняя юра			2531	2555	2582	2513	2585	2585	2499
Кора выветривания			2923	2846	-	2836	2840	2840	2839
Палеозой			2940	2863	32901	2856	2870	2870	2856
Забой скважины		2220	2957	2913	3000	2939	2918	2918	2939

Выбранный комплекс позволил выделить пласты-коллекторы, определить ФЕС и насыщение. Результаты испытаний приведены в приложении 3 и в таблице 11.

Таблица 11. Рекомендованные интервалы к испытаниям и их результаты

№ скв.	Рекомендуемые интервалы, м	Предполагаемый характер насыщения	Результаты испытаний по рекомендуемым интервалам
			Истинный характер насыщения
171	2014 – 2018	для выяснения характера насыщения	не испытывался
	2025 – 2027	для выяснения характера насыщения	не испытывался
	2033 – 2036	для выяснения характера насыщения	не испытывался
	2047 – 2051	неясное	не испытывался
	2048,8 – 2054	неясное	вода с пленкой нефти
	2054,4 – 2063,7	нефть	не испытывался
	2070 – 2077	нефть	не испытывался
	2084 – 2090	нефть	не испытывался
	2098 – 2112	нефть	не испытывался
	2118 – 2122	нефть	не испытывался
	2126 – 2134	нефть	$Q_{H+Г+К} = 103,2$
172	2142 – 2150	нефть	не испытывался
	2175 – 2179	нефть	не испытывался
	2210 – 2224	нефть	$Q_{В} = 0,268$
	2461 – 2468	вода	$Q_{В} = 0,35$
	2720 – 2745	конденсат	$Q_{H} = 0,316$
	2916 – 2954	нефть	вода
173	2485 – 2490	неясно	не испытывался
	2505 – 2507	неясно	$Q_{H} = 0,65$
	2517 – 2522	нефть+газ	пленка
174	2802 – 8212	нефть	сухо
175	2081 – 2110	неясное	$Q_{В} = 0,9$
	2114 – 2160	нефть	$Q_{В} = 11$
	2445 – 2453	нефть	$Q_{H} = 0,05$
	2470 – 2480	нефть	сухо
	2702 – 2740	неясно	сухо
	2856 – 2939	неясно	сухо
176	483 – 662	вода	$Q_{В} = 1$
	686 – 734	вода	$Q_{В} = 1,2$
	2138 – 2152	вода	$Q_{В} = 151,2$
	2171 – 2186	неясное	$Q_{В} = 10,1$
	2508 – 2530	нефть+вода	пленка
	2552 – 2573	вода	$Q_{В} = 0,9$
	2585 – 2870	неясно	$Q_{В} = 2,4$
	177	2109 – 2116	вода
178	2130 – 2134	нефть	$Q_{H+В+Г} = 12,3$

Таким образом, подтверждение рекомендованных интервалов для получения притока углеводородов по геофизическим данным составило порядка 77 %.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

На этапе поисково-оценочных и разведочных работ на месторождении нефти и газа геофизические методы решают следующий комплекс задач: литологическое расчленение разреза на пласты; выделение продуктивных интервалов; оценка фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов; определение характера насыщения пород коллекторов и перевод запасов из категории C_2 в C_1 .

4.1 Обоснование объекта исследования

В скважине 182 по пласту $Ю_1^{МУ}$ наунакской свиты сданы запасы по категории C_1 (рис.10). В юго-восточном и южном направлении пласт заглинизирован, поэтому из скважин 172 и 181 притока из этого интервала не получено.

Интерес представляет западный склон складки, поэтому проектную скважину № 170 рекомендуется закладывать по методу клина в 1,5 км к западу от скважины № 182 с целью уточнения положения ВНК, установления насыщения и в дальнейшем перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 [20].

Проектируемая скважина № 170 предусматривает вскрытие палеозойских отложений, так как ближайшая группа Останинских месторождений имеет доказанную нефтегазоносность палеозоя. Забой скважины проектируется на глубине 3260 м (рис.12) со вскрытием палеозойских отложений на 200 м с целью изучения доюрского интервала.

Стратиграфическая разбивка для проектируемой скважины № 170 Соболиного месторождения представлена в таблице 12.

В проектируемой скважине 170 предполагается следующая посвитная разбивка (таблица 12).

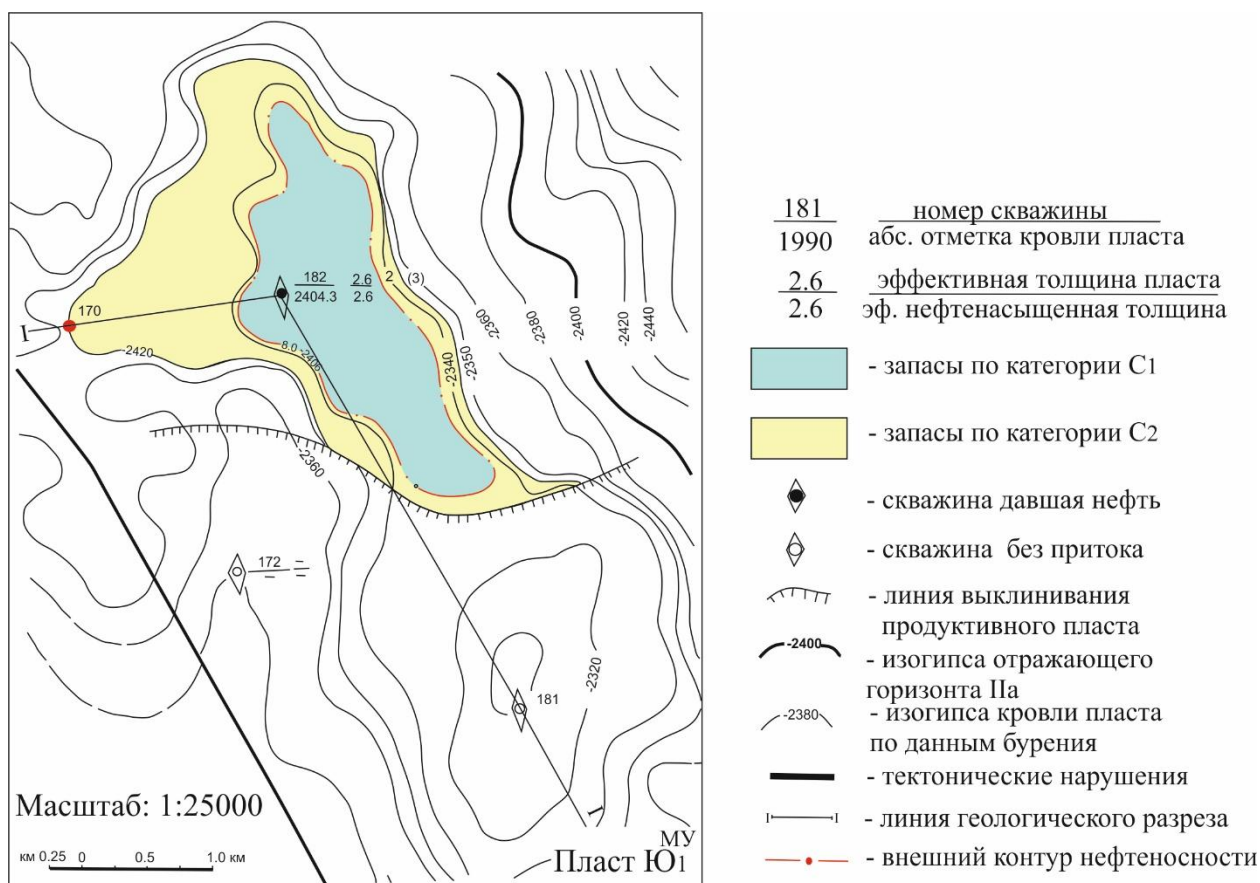


Рис. 10. Положение проектируемой скважины № 170 на подсчетном плане по пласту Ю₁^{МУ} (наунакская свита) (на основе структурной карты по горизонту Б [9]): 1 – проектируемая скважина обозначена красным кругом (170), 2 – в числителе номер скважины, в знаменатели абсолютная отметка кровли пласта, 3 – в числителе эффективная толщина пласта, в знаменатели эффективная нефтематеринная толщина, 4 – запасы по категории С₁, запасы по категории С₂, 5 – скважина давшая нефть, 6 – скважина без притока, 7 – линия выклинивания продукта пласта, 8 – изогипса отражающего горизонта Па, 9 – изогипса кровли пласта по данным бурения, 10 – тектонические нарушения, 11 – линия геологического разреза, 12 – внешний контур нефтеносности

Таблица 12. Стратиграфическая разбивка проектной скважины № 170 Соболиного месторождения

Стратиграфическая разбивка	Скв. 182	Проектная скважина 170
Четвертичные отложения	0	0
Некрасовская серия, верхний+средний олигоцен	85	75
Чеганская свита, олигоцен+верхний эоцен	88	80
Люлинворская свита, эоцен	158	150
Талицкая свита, палеоцен	238	225
Ганькинская свита, даний, маастрихт	283	270
Славгородская свита, кампан+верхний сантон	363	350
Ипатовская свита, нижний сантон+коньяк	445	435
Кузнецовская свита, турон	609	600
Покурская свита, сеноман+альб+апт	696	685
Киялинская свита, готерив+баррем	1463	1450
Тарская свита, валанжин	1982	2130
Куломзинская свита, валанжин	2070	2235
Баженовская свита, титонский	2416	2580
Георгиевская свита, кимеридж	2434	2600

Васюганская свита, келловей+оксфорд	2446	2615
Тюменская свита, нижняя+средняя юра	2502	2690
Кора выветривания	2828	3045
Палеозой	2842	3060
Забой скважины	2925	3260

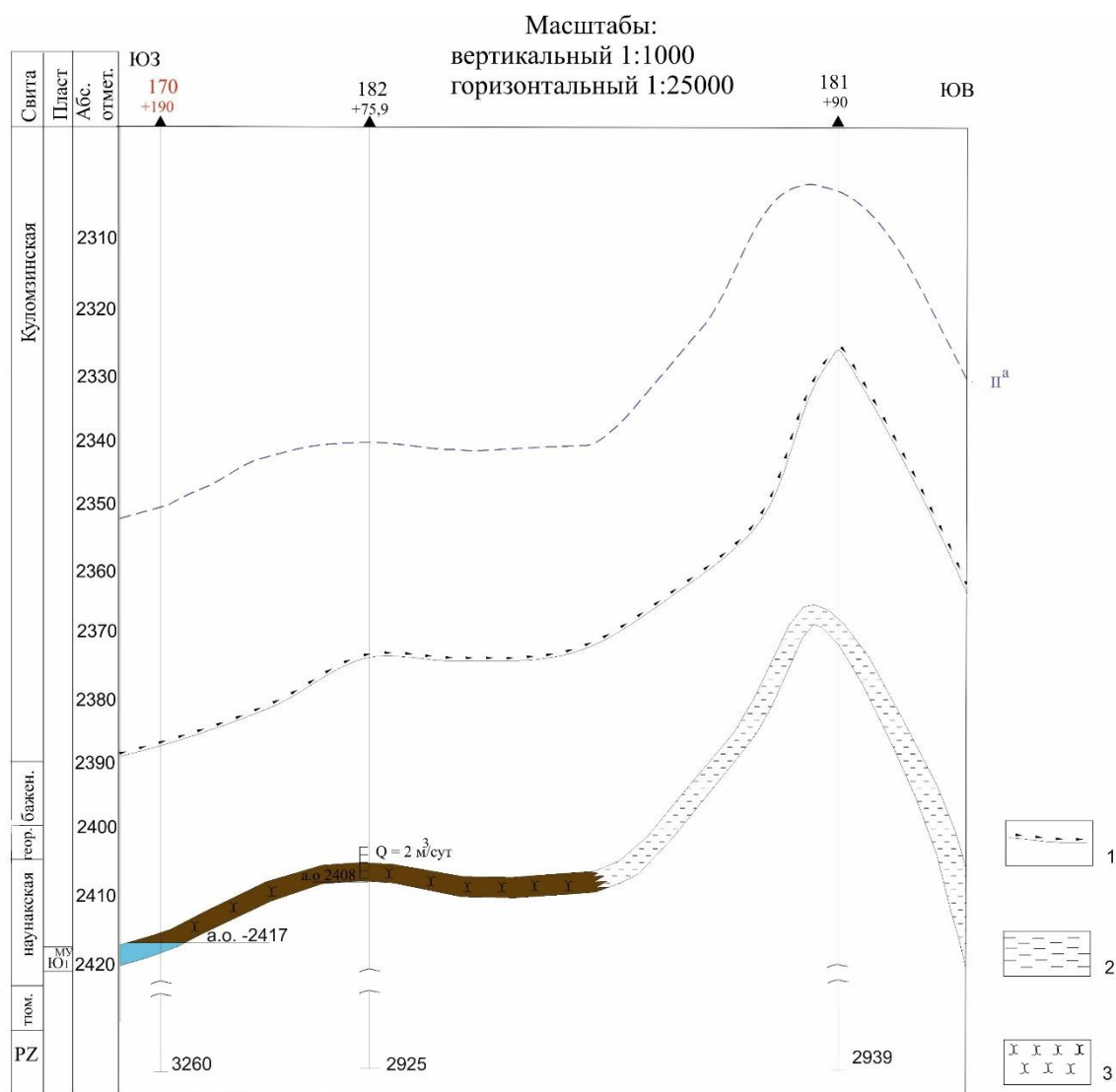


Рис. 11. Положение проектной скважины № 170 на геологическом разрезе по линии I-I: 1 – кровля баженовской свиты, 2 – глины, 3 – песчаники

4.2 Физико-геологическая модель объекта исследования

Построение физико-геологической модели для исследуемого объекта – пласта Ю₁^{МУ} научной свиты является необходимой задачей. ФГМ позволяет получить информацию об объекте исследования и подобрать оптимальный комплекс ГИС для решения поставленных задач.

По результатам интерпретации данных скважины № 181 Соболиного месторождения (рис.12) была построена ФГМ для перспективного пласта Ю₁^{МУ} наунакской свиты.

Согласно исследованиям ГИС, в интервале пласт Ю₁^{МУ} наунакской свиты отмечается отрицательное понижение по кривой ПС. Пониженные значения радиоактивности отмечаются по кривой ГК, наблюдается расхождение микрозондов (МПЗ и МГЗ), а также, повышение УЭС по данным ИК.

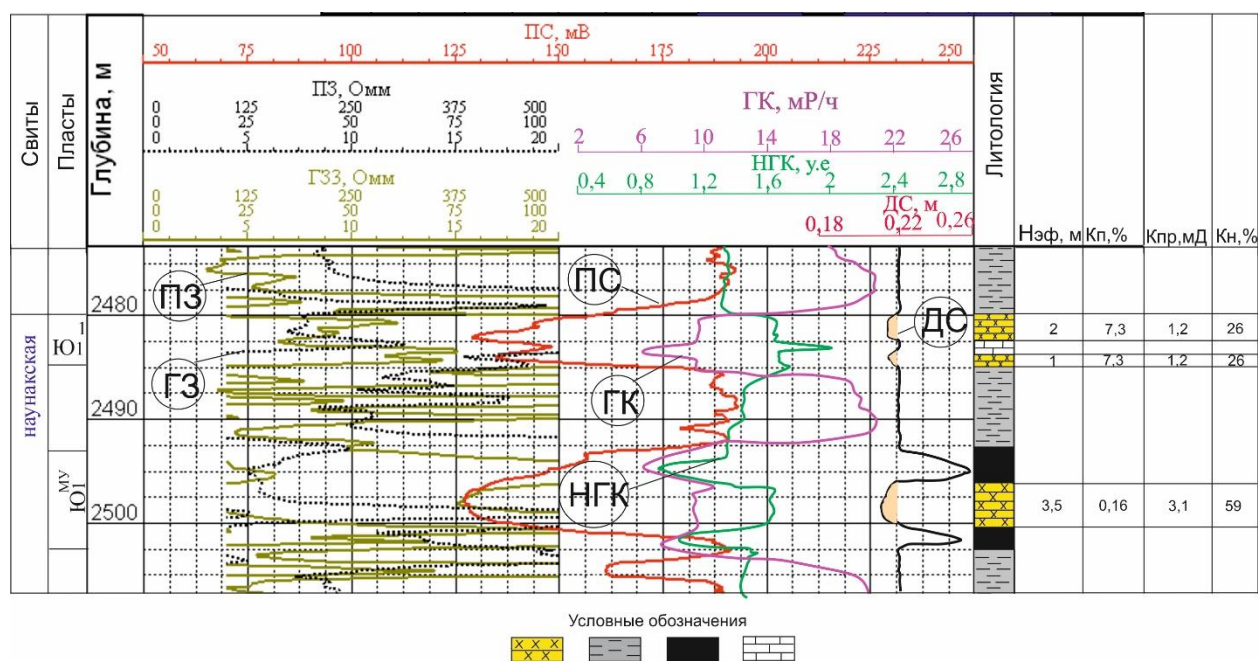


Рис. 12. Физико-геологическая модель пласта Ю₁^{МУ} наунакской свиты

Глинистым пластам в разрезе соответствуют высокие значения по данным ПС и ГК. В интервале баженновской свиты битуминозным аргиллитам соответствуют anomalно высокие значения радиоактивности и УЭС.

Угольные пласты в разрезе выделяются согласно увеличению по кривой кавернометрии, высокому УЭС и низким значениям по кривым ГК и НГК.

Карбонатные пласты выделяются согласно высоким значениям по кривой НГК, высокому УЭС и пониженным значениям ГК.

По кавернометрии пласт-коллектор выделяется наличием глинистой корки, которая уменьшает диаметр скважины. Глинистые пласты соответствуют увеличенному диаметру. Напротив угольных пластов наблюдается большое увеличение диаметра, вследствие образования каверн.

4.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

На основании построенной ФГМ и для решения поставленных геологических задач принято решение о выборе следующего комплекса ГМИС в проектируемой скважине.

С целью *литологического расчленения разреза* применяют методы: ПС, ГК и КС. Для более детального расчленения применяют в комплексе с вышеперечисленными методами НГК.

С целью *выделения пластов коллекторов* применяются методы: ПС + ДС, ГК, МКЗ, БКЗ, БК + МБК.

С целью *определения ФЕС пластов коллекторов* применяются методы: ПС, ГК, АК, и НГК.

С целью *определения характера насыщения коллектора* применяются методы: КС (БК), ИК и АК.

Метод ПС основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). Сущность метода ПС заключается в измерении разности естественных электрических потенциалов между электродом М, перемещаемым по скважине, и неподвижным электродом N на поверхности [7].

Физическая основа метода состоит в том, что в скважине с буровым раствором на водной основе возникают электрические поля (естественные потенциалы).

Возникновение естественных потенциалов обусловлено диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами. Возникают эти процессы на границах пластов с различной литологией и пластов с порами, заполненными водой с разной минерализацией.

С помощью метода ПС легко в разрезе выделяются пласты песчаники по отрицательной аномалии, а пласты глины – по положительной.

Метод ГК заключается в определении интенсивности гамма-излучения ГП пересеченных скважиной.

Радиоактивность ГП зависит от содержания $^{238}_{92}\text{U}$ ($^{226}_{88}\text{Ra}$), ^{40}K и $^{232}_{90}\text{Th}$. Естественная радиоактивность ГП регистрируется при помощи проборов ГК. В ГП происходит распад радиоактивных элементов, а приборы регистрируют интенсивность гамма-излучения.

Радиоактивность осадочных горных пород более низкая, чем у магматических – это связано с рассеянием радиоактивного вещества при денудации и осадконакоплении [13]. Из осадочных ГП наименьшей радиоактивностью обладают карбонатные породы,

песчаники – средней, алевролиты – выше среднего, а самой высокой радиоактивностью обладают глины.

Метод КС – основан на изучении распространения искусственного стационарного и квазистационарного электрических полей в горных породах. Существует большое количество модификаций метода КС: метод обычных зондов КС, БКЗ, МКЗ, метод специальных зондов КС и резистивиметрия [14].

Метод бокового каротажного зондирования (БКЗ) – позволяет определить сопротивление пласта ($\rho_{\text{п}}$) по кажущемуся сопротивлению ($\rho_{\text{к}}$), применяя пять зондов разной длины: а) $A_{0,4}M_{0,1}N$; б) $A_{1,0}M_{0,1}N$; в) $A_{2,0}M_{0,5}N$; г) $A_{4,0}M_{0,5}N$; д) $A_{8,0}M_{1,0}N$ [14].

Микрокаротажное зондирование проводится с применением двух зондов градиент $A_{0,025}M_{0,025}N$ и потенциал $A_{0,05}M$. С помощью метода МКЗ определяется интервалы проницаемых и непроницаемых пластов, сопротивление промытой части пласта ($\rho_{\text{пп}}$). В случае образования глинистой корки против проницаемого пласта, потенциал зонд показывает более высокие сопротивления по сравнению с градиент зондом. Это связано с тем, что глубина исследования потенциал зонда в два раза больше, чем градиент зонда [7].

Метод бокового каротажа применяется для расчленения разреза на пласты по величине $\rho_{\text{к}}$ и УЭС пластов, при изучении пластов средне и малой мощности, дифференцированности разреза по сопротивлению и больших значений $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}$, когда пласты, вскрываемые скважиной, имеют высокое сопротивление, а также при высоком инерализованной скважинной жидкости [7].

Микробоковой каротаж – применяется в комплексе с БК и позволяет определить сопротивления промытой части пласта $\rho_{\text{пп}}$. При помощи данного легко выделяются плотные и трещиновато-кавернозные породы ($\rho_{\text{к}}$ – «высокое»).

Каверномерия (ДС) – применяется для определения диаметра скважины. В интервале пласта-коллектора происходит сужение диаметра скважины за счет образования глинистой корки, а увеличение диаметра скважины происходит в интервале углистых пластов.

Индукционный каротаж (ИК) – основан на возбуждении в ГП генераторной катушкой переменного магнитного поля и измерения ЭДС в переменной катушке индукционно вызванными в породе круговыми токами. Если ток генератора имеет постоянную частоту и силу и $L = \text{const}$, то ЭДС в приемной катушке прямо пропорциональна взаимной индукции катушек, т.е. в итоге электропроводности среды σ . Регистрируемая в процессе измерений эффективная удельная электропроводность $\sigma_{\text{эф}}$ зависит от проводимости пласта, промывочной жидкости, зоны проникновения

вмещающих пород, диаметра скважины, мощности пласта, размера и конструкции зонда и отличается от истинной удельной электропроводности пласта σ_n [14].

Нейтронный гамма каротаж (НГК) – основан на регистрации поглощения нейтронов ГП, которые излучают нейтронные генераторы.

Поглощение нейтронов зависит от содержания водорода в ГП, чем выше содержание воды, тем ниже значения по кривой НГК. Поэтому против глинистых пластов наблюдаются наименьшие значения, а самые высокие значения – против карбонатных пород.

Акустический каротаж (АК) - предназначен для изучения акустических параметров горных по данным о прохождении продольных и поперечных волн. Пористость горных пород является основным фактором, влияющим на скорость распространения волн. Следующими факторами являются литологический состав, насыщенность и тип коллектора – поровый, трещинный, кавернозный. Наиболее высокие значения скорости наблюдаются в плотных и наименее пористых породах, в высокоинерализованных пластах, минимальные в глинах и интервалах каверн [13].

Акустическая цементометрия (АКЦ) - с помощью метода изучается амплитуда преломленной продольной волны, прошедшей по колонне скважины. Применяется с целью определение качества цементирования ствола скважины.

Инклинометрия – метод предназначен для определения угла отклонения ствола скважины. При помощи инклинометрии более точно определяют положение продуктивных интервалов и забоя скважины.

Газовый каротаж – основан на выявление наличия газа в буровом растворе, поступающего в скважину во время бурения. В процессе регистрации выявляют интервалы высокого газосодержания. Тяжелым углеродным компонентам соответствуют нефтенасыщенные пласты [15].

Термометрия – применяется для измерения температуры флюида, поступающего из пласта-коллектора в скважину.

В результате, в скважине № 170 Соболиного месторождения нефти планируется провести следующий комплекс ГИС (табл. 13).

Таблица 13. Комплекс ГИС в скважине Соболиная № 170

Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования
<i>Каротаж в кондукторе</i>		
Ст. каротаж ПС	1:500	0 – 610
Кавернометрия		
Инклинометрия	ч/з 25 м	
Газовый каротаж	1:500	

Ст. каротаж ПС	1:500	560 – 2240
ГК	1:200	
Кавернометрия	1:500	
Инклинометрия	ч/з 25 м	
<i>Каротаж в продуктивном интервале</i>		
БКЗ (A _{0,4} M _{0,1} N; A _{1,0} M _{0,1} N; A _{2,0} M _{0,5} N; A _{4,0} M _{0,5} N; A _{8,0} M _{1,0} N)	1:200	560 – 3260
МКЗ		
БК+МБК		
Кавернометрия		
Инклинометрия	ч/з 25 м	
Резистивиметрия	1:200	
РК (ГК+НГК)		
РК(ГК+ННКт)		
ИК		
АК		
Газовый каротаж		0 – 3260
ГК	1:500	560 – 3260
<i>Технические исследования</i>		
АКЦ	1:200	2540 – 3260
Термометрия		0 – 3260

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

Геофизические исследования скважин проводятся согласно инструкции РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [16].

Технология ГИС включает следующие процедуры: первичную, периодические и полевые калибровки скважинных приборов, выполняемые их изготовителем и метрологической службой; проведение подготовительных работ на базе геофизического предприятия и непосредственно на скважине; проведение геофизических исследований и работ в скважинах; первичное редактирование данных, обеспечивающее контроль их качества; выдачу твёрдых копий материалов представителю недропользователя непосредственно на скважине; сдачу отчётных материалов, содержащих файлы первичных данных и файл недропользователя, контрольно-интерпретационной партии (КИП) геофизического предприятия; архивацию материалов [16].

Перед проведением исследований в скважине аппаратура ГИС обязательно проходить калибровку метрологическими службами на предприятии или метрологической службой другой организации. После проведения калибровки делается заключение о допуске аппаратуры к выполнению последующих работ.

Подготовительные работы проводятся дважды, непосредственно на геофизической базе и на самой скважине.

На базе каротажная партия получает наряд-заказ от недропользователя, геофизические и геологические материалы для ознакомления с исследуемой скважиной и приборы для проведения ГИС в скважине.

На скважине каротажная партия проверяет готовность буровой к проведению ГИС. Для этого должны быть выполнены следующие требования: буровая должна иметь подъездные пути, обеспечивающие подъезд транспорта с геофизическим оборудованием, рабочая площадка и места работы со скважиной аппаратурой должны удовлетворять следующим требованиям: обеспечивать из кабины подъёмника постоянную видимость стола ротора, обеспечивать возможность расположения транспорта таким образом, чтобы исключить скопление отработанных газов при работе двигателей внутреннего сгорания, ось барабана лебёдки подъёмника должна быть горизонтальной и перпендикулярной к направлению движения кабеля к устью скважины, направляющий и подвесной ролики и кабель во время спуско-подъёма должны находиться в одной плоскости, размещение бурильного инструмента и инвентаря не должно мешать работе каротажной партии, буровая лебёдка и оборудование должны быть исправными для обеспечения возможности использования во время проведения геофизических работ, пол буровой и приёмные мостки очищены от промывочной жидкости, смазочных материалов, снега, льда и т.п., при необходимости посыпаны песком; сходни приёмных мостков должны иметь ребристую поверхность и поперечные рейки, предотвращающие скольжение обслуживающего персонала. В случае выполнения всех вышеперечисленных требований подписывается акт о готовности скважины к проведению работ [16].

У устья скважины устанавливается каротажный подъёмник в 25 – 40 м так, чтобы ось лебедки была перпендикулярно по отношению к устью. К подъёмнику крепится датчик натяжения. В 5 – 10 м от подъёмника устанавливается лаборатория так, чтобы из нее хорошо было видно сам подъёмник и устье скважины. Лабораторию заземляют. Далее подъёмник и лабораторию соединяют между собой силовым и информационным кабелем, станцию подключают к сети переменного тока.

Партия с барабана вручную или при помощи привода лебедки сматывает кабель для того, чтобы подсоединить к кабельному наконечнику геофизического прибора. Далее через блок-баланс продевается кабель и устанавливается на штатное место, на специальном узле крепления устанавливается ролик (блок) и к нему крепится датчик глубин, при условии, что он не установлен на консоле подъёмника.

После вышеперечисленных мероприятий подвешивается подвесной блок и датчик натяжения, если он не установлен на подъёмнике, подсоединяется к кабельному наконечнику геофизический прибор, проверяют его на мостках и опускается в скважину.

Спуско-подъемные операции производятся при помощи каротажного подъемника, лёгости (якоря), имеющейся на буровой, или другого грузоподъемного механизма.

5.2 Скважинные приборы ГИС

Комплекс электрических методов в скважине проводится при помощи прибора К1А – 723. Прибор позволяет выполнять следующие методы в скважине: БКЗ градиент- и потенциал-зондами, БК трехэлектродным зондом, ПС, ИК зондом индукционного каротажа, резистивиметрию и инклинометрию. Прибор комплексного электрического каротажа представлен на рисунке 13. Параметры прибора указаны в таблице 14.

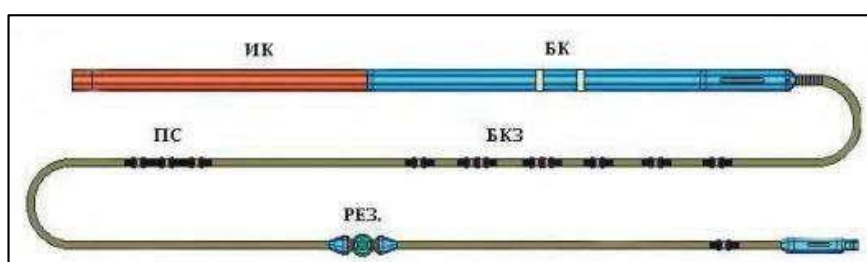


Рис. 13. Прибор К1А – 723 [17]

Таблица 14. Параметры прибора ЭК

Рабочие условия для прибора К1А – 723	
Температура	от 5 °С до 120 °С
Максимальное гидростатическое давление	80 МПа
Длина	9,3 м
Диаметр	75 мм
Масса	80 кг

Микробоковой каротаж и микрокаротажное зондирование (МБК и МКЗ) проводятся при помощи прибора МК-БМК-К-90. Это прижимное устройство, позволяющее измерять кажущееся УЭС. Прибор изображен на рисунке 14. Параметры прибора указаны в таблице 15.

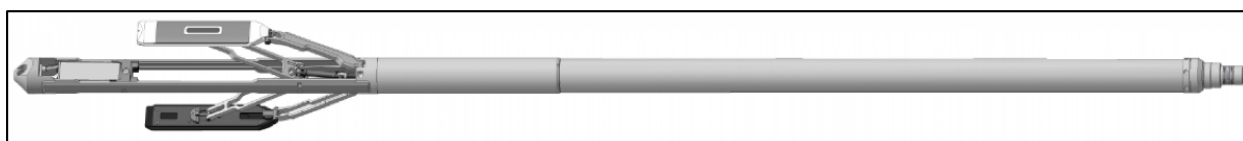


Рис. 14. Прибор МК-БМК-К-90

Таблица 15. Параметры прибора МК-БМК-К-90

Рабочие условия для прибора МК-БМК-К-90	
Температура	от 5 °С до 120 °С
Максимальное гидростатическое давление	80 МПа

Длина	4,7 м
Диаметр	90 мм
Масса	130 кг

С целью проведения радиоактивного каротажа в скважине применяется прибор РК-45А. Прибор позволяет исследовать скважину методами гамма-каротажа (ГК) и двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т). Прибор изображен на рисунке 15. Параметры прибора указаны в таблице 16.



Рис.15. Прибор СРК – 73

Таблица 16. Параметры прибора РК – 45А

Рабочие условия для прибора РК-45А	
Температура	120 °С
Максимальное гидростатическое давление	80 МПа
Длина	3,3 м
Диаметр	76мм
Масса	70 кг

Акустический каротаж в нефтяных и газовых скважинах проводится с использованием аппаратуры СПАК – 6 с применением трехэлементного зонда, состоящего из двух излучателей и приемника. Прибор позволяет измерить время пробега звукового импульса от источника к приемникам. Схема прибора изображена на рисунке 16. Параметры прибора указаны в таблице 17.



Рис. 16. Прибор акустического каротажа СПАК – 6 [17]

Таблица 17. Параметры прибора СПАК – 6

Рабочие условия для прибора СПАК– 6	
Температура	115 °С
Максимальное гидростатическое давление	100 МПа
Длина	4,7 м
Диаметр	90 мм
Масса	75 кг

Акустическая цементметрия проводится с целью проверки высоты подъема цемента и оценки качества сцепления цемента с обсадной колонной и горной породой. Для выполнения данных задач применяется скважинный прибор АКЦ8С. Прибор изображен на рисунке 17. Параметры прибора указаны в таблице 18.

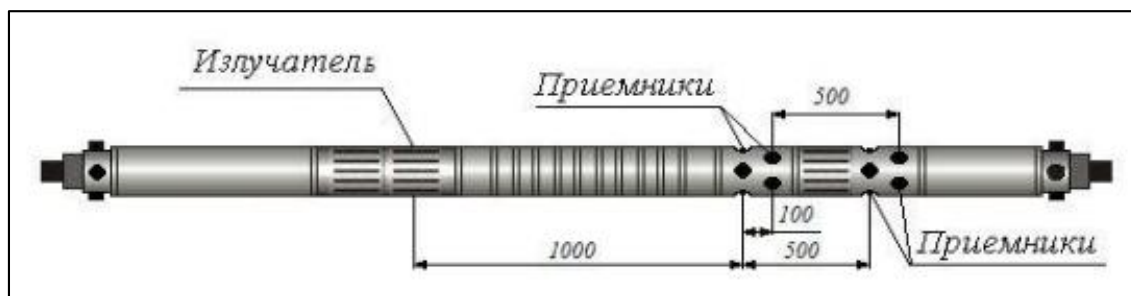


Рис. 17. Прибор АКЦ8С

Таблица 18. Параметры прибора АКЦ8С

Рабочие условия для прибора	
Температура	120 °С
Максимальное гидростатическое давление	60 МПа
Длина	2,6 м
Диаметр	76 мм
Масса	78 кг

Не мало важной задачей при проведении ГИС является измерение диаметра скважины. Данный вид измерений проводится с использованием прибора 4СКП. Прибор изображен на рисунке 18. Параметры прибора указаны в таблице 19.

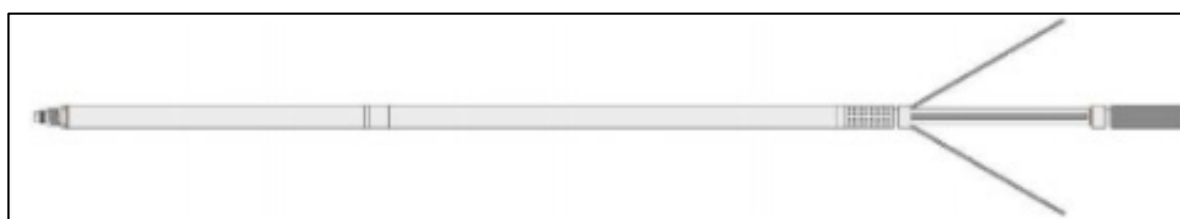


Рис. 18. Каверномер 4СКП

Таблица 19. Параметры прибора 4СКП

Рабочие условия для прибора 4СКП	
Температура	125 °С
Максимальное гидростатическое давление	100 МПа
Длина	3,5 м
Диаметр	76 мм
Масса	78 кг

Инклинометрия проводится с целью определения положения ствола скважины путем непрерывного измерения угла, азимута и глубины. Метод будет проводиться с использованием прибора ИГН – 73 (рис.19). Параметры прибора приведены в таблице 20.



Рис.19. Инклинометр ИГН – 73

Таблица 20. Параметры прибора ИГН – 73

Рабочие условия для прибора 4СКП	
Температура	100 °С
Максимальное гидростатическое давление	80 МПа
Длина	2,6 м
Диаметр	73 мм
Масса	30 кг

Метод термометрия предназначен для измерения температуры в скважине с целью определения геотермического градиента и геотермической ступени. Для решения данных задач применяется прибор ТРГК. Изображение прибора приведено на рисунке 20. Параметры прибора указаны в таблице 21.

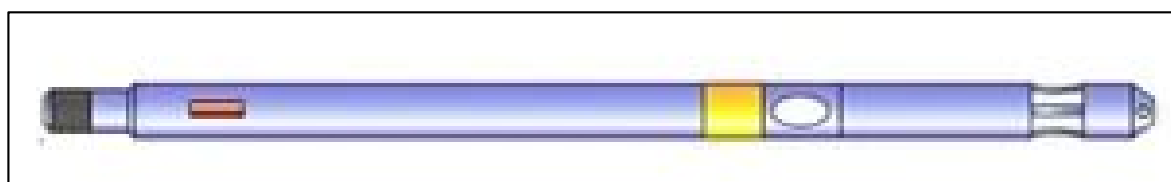


Рис. 20. Прибор ТРГК

Таблица 21. Параметры прибора ТРГК

Рабочие условия для прибора	
Температура	175 °С
Максимальное гидростатическое давление	130 МПа
Длина	3,9 м
Диаметр	75 мм
Масса	60 кг

Резистивиметрия применяется для определения сопротивления бурового раствора в стволе скважины. Метод будет проводиться при помощи прибора ТРГК (рис. 20).

Для регистрации скважинных измерений и их интерпретации применяется каротажная станция «КЕДР – 02». На данную установку поступает вся информация из скважины. Прибор состоит из геофизического блока (БГФ), блока коммуникации (БК), плотера и универсального блока питания (УБП). Изображение представлено на рисунке 21.



Рис. 21. Установка «КЕДР-02»

5.3 Интерпретация геофизических данных

Геофизические работы включают в себя не только проведение исследований в скважинах, но и интерпретацию данных снятых в ходе проведения ГИС.

Первичная интерпретация геофизической информации производится непосредственно на скважине. Сюда входит: увязку электронных и магнитных меток в рабочих файлах одной спускоподъемной операции, увязка по глубинам данных, совмещение точек записи разных приборов по глубине, масштабирование кривых, формирование для каждого метода единого файла недропользователя [16].

Следующий этап *получение твердой копии*. Данный этап включает в себя: выведение на экран монитора, рулонной бумаги шириной 22 см или писчего листа формата А4 в треках, рекомендованных международным стандартом API.

Далее производится *приёмка материалов контрольно-интерпретационной службой*, которая осуществляет вторичный контроль полноты выполнения работ, а также их качества. Сроки сдачи материала определяется предприятием.

Следующий этап *архивация первичных материалов* ее ведут с целью постоянного хранения первичной информации о недрах и обеспечения возможности её последующей переработки с использованием новых методических и программных средств и извлечения дополнительной, ранее не полученной информации [16]. Архивация первичных файлов включает следующие основные требования: полнота материала, исключение утраты материала и несанкционированный доступ к ним. Хранение информации производится в файлах и твердой копии в двух экземплярах, один из которых выполнен на неперезаписываемом носителе.

После проведения архивации все файлы отправляются в КИП. Данный этап называется камеральные работы. Камеральные работы включают в себя тщательную проверку поступивших файлов. При этом качество материала оценивается на «хорошо», «удовлетворительно» и «брак». Материалы с оценкой «хорошо» не должны содержать несоответствия согласно инструкции РД 153-39.0-072-01 [16]. Материалы с оценкой «удовлетворительно» могут иметь допустимые погрешности. В пределы допустимых погрешностей входят: перерывы в записи, дефекты, отсутствие глубинных меток, не превышающее 20%, отсутствие повторных записей или калибровок. Все вышеперечисленное не должно существенно повлиять на качество дальнейшей интерпретации. Материалы с оценкой «брак» могут иметь погрешности превышающие допустимые нормы, помехи, которые невозможно исправить при проведении дальнейшей интерпретации.

На сегодняшний день обработка геофизической информации осуществляется в программах Prime, Techlog, «ГЕОПОИСК» и т.д.

Интерпретация ГИС включает в себя: литологическое расчленение разреза, определение границ пластов коллекторов и определение ФЕС.

Литологическое расчленение разреза производится с применением методов ПС, КС и ГК (приложение В).

Метод ПС позволяет выделить в разрезе песчано-глинистые пласты. Условно отклонение кривой влево обозначается знаком «+», а вправо – «-». Вместо масштабной шкалы на диаграмме указано, сколько мВ содержится в этом отрезке. В качестве условной нулевой линии используется линия глин. Проводится эта линия по значению ПС против глинистых пластов, т. е. по тем значениям, где наблюдаем максимальное отклонение линии ПС вправо [13]. Соответственно линия песков проводится по максимальному отклонению кривой влево.

Метод КС позволяет определить УЭС пластов, тем самым уточнить границы песчано-глинистых интервалов. Наиболее плотным породам соответствуют высокие

значения УЭС (до $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$), нефтенасыщенные и газонасыщенные песчаники имеют более низкие значения сопротивления, а песчаники, насыщенные водой, имеют самые низкие значения сопротивления.

Метод ГК позволяет детально расчленить разрез на пласты. В терригенном разрезе наиболее высокими значениями радиоактивности обладают глины, менее радиоактивными являются алевролиты, еще менее радиоактивными – песчаники и к породам с самой низкой радиоактивностью относятся известняки.

Определение границ пластов коллекторов осуществляется при помощи методов ПС, МКЗ и КС (МКЗ, БКЗ, БК+МБК) (рис.22).

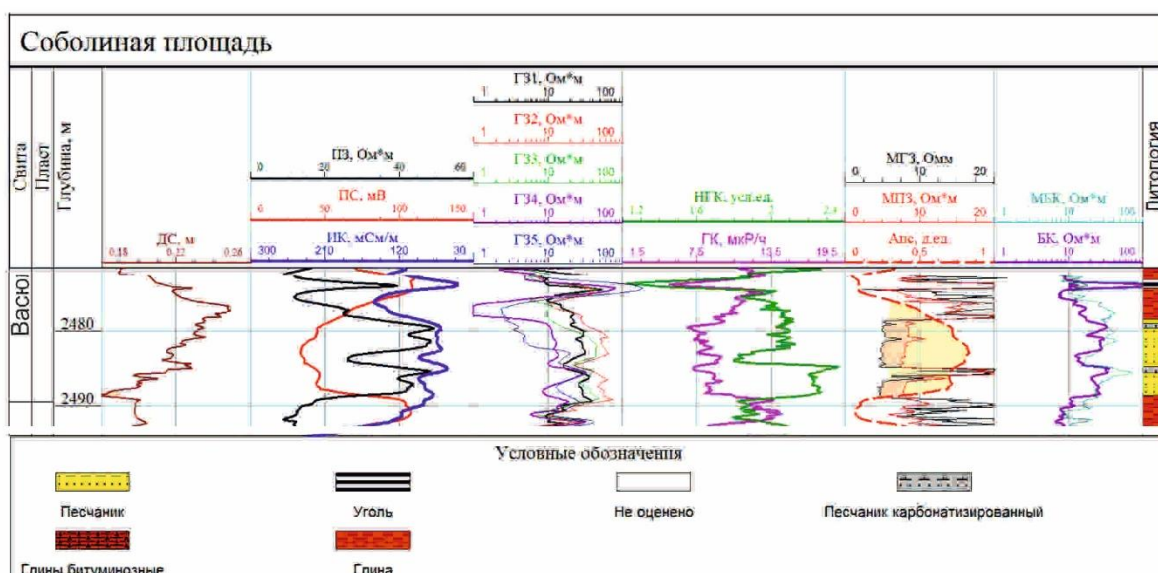


Рис. 22. Пример определения границ пластов коллекторов

Метод ПС позволяет определить границы пластов по половине аномалии $U_{\text{пс}}$ в случае, если кровля и подошва пласта одинаковые. В случае если кровля и подошва пласта разные, то кровля будет выделяться по половине аномалии $U_{\text{пс кровли}}$, а подошва – по половине аномалии $U_{\text{пс подошвы}}$.

Метод МКЗ применяется с целью определения проницаемых пластов. В интервалах пластов-коллекторов при образовании глинистой корки потенциал зонд показывает высокие значения кажущегося сопротивления, а градиент зонд – низкие. Такое явление называется положительным приращением. В этом случае сопротивление глинистой корки меньше сопротивления зоны проникновения.

Методы БКЗ, БК+МБК по удельному электрическому сопротивлению пластов.

Фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов определялись при помощи основных физических параметров: пористости, проницаемости и насыщения. Для

определения вышеперечисленных параметров использовались данные электрических методов, так как основной характеристикой при проведении данной работы является УЭС пластов ($\rho_{пл}$).

Коэффициент пористости (K_n) определялся по формуле $P_n = \frac{a}{K_n^m}$ (a – это коэффициент учитывающий состав породообразующих минералов, m – зависит от извилистости поровых каналов), при этом петрофизические зависимости необходимые для проведения расчетов были взяты из данных для ближайшего Пудинского мегавала, для горизонта Ю₁.

Коэффициент проницаемости (K_{np}) завит от коэффициента пористости и $\alpha_{пс}$, последний рассчитывался по методу ПС, все остальные зависимости также были взять из данных Пудинского мегавала, для горизонта Ю₁. $K_n = 1 - K_v$

Коэффициент насыщения ($K_{нз}$) определялся по стандартному алгоритму, через параметр нефтенасыщенности ($P_n = \frac{a}{K_n}$) и коэффициент водонасыщенности (K_v). Прочие параметры необходимые для расчётов были взяты из данных Пудинского мегавала, для горизонта Ю₁. С расчета ФЕС рекомендуется использовать зависимости в таблице 22.

Таблица 22. Обобщенные зависимости для пластов меловых и юрских отложений

Пласты	$K_v = f(P_n)$	$P_n = f(K_n)$
Б ₈ – Б ₁₀	$K_v = 0.9268 P_n^{-0.585}$	$P_n = 0.86 K_n^{-2}$
Б ₇ – А ₂	$K_v = 1.072 P_n^{-0.59}$	$P_n = 1.28 K_n^{-1.73}$
А ₁	$K_v = 1.013 P_n^{-0.691}$	$P_n = 1.1368 K_n^{-1.665}$
ПК ₁₃ –ПК ₁₈₋₂₀	$K_v = 0.9727 P_n^{-0.558}$	$P_n = 0.7228 K_n^{-2.058}$
ПК ₈ –ПК ₁₂	$K_v = 0.9727 P_n^{-0.558}$	$P_n = 0.33 K_n^{-2.4}$
ПК ₁ –ПК ₇	$K_v = 0.9727 P_n^{-0.558}$	$P_n = 0.33 K_n^{-2.4}$
Ю ₁	$K_v = 0.922 P_n^{-0.54}$	$P_n = 1.306 K_n^{-1.0}$

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА БАЖЕНОВСКОЙ И ТОГУРСКОЙ СВИТ НА СОБОЛИНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

На сегодняшний день большой интерес представляют трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). К ним относятся месторождения с залежами в нижнеюрском и доюрском НГК. Согласно [22], территория Усть-Тымского бассейна имеет доказанную нефтегазоносность в данных интервалах, а значит территория Соболиного вала, которая расположена в ее южной части, также представляет интерес (рис.23).

Кром того, территория исследования имеет доказанную нефтегазоносность и в нижнемеловом НГК, для которого нефтематеринской является баженовская свита.

Основным критерием для поисков углеводородов в нижнемеловом, нижнеюрском и доюрском НГК является наличие нефтематеринских свит и резервуаров. Территория Соболиного вала является перспективным объектом и дает основание для поиска залежей УВ нижнеюрском и доюрском НГК.

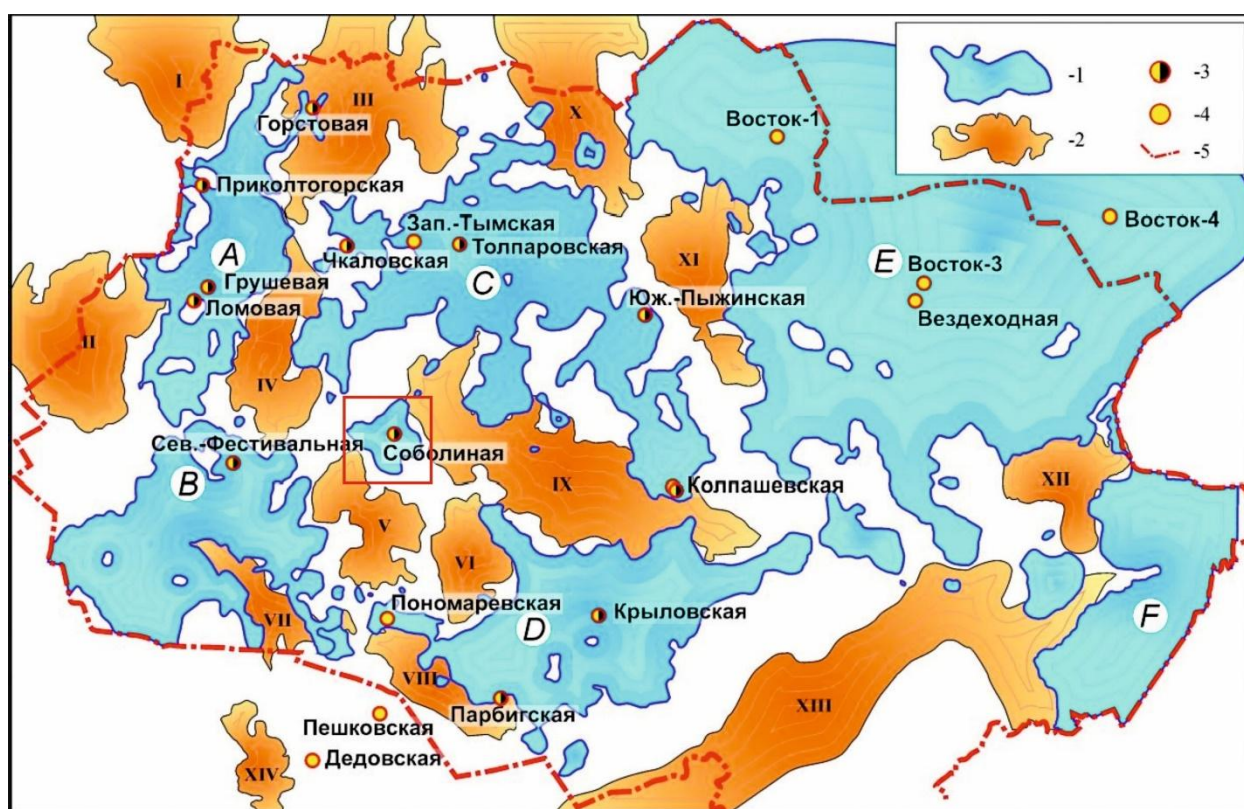


Рис. 23. Положение Соболиного вала на карте расположения областей накопления геттанг-нижнетоарских отложений [21]: 1 - обозначение геттанг-раннетоарских седиментационных бассейнов; 2 - обозначение крупных положительных структур; 3 - скважины с притоками "тогурской" нефти; 4 - скважины с изученным керном тогурской свиты; 5 - граница Томской области. Красным квадратом обозначена территория Соболиного месторождения

Целью специального исследования является определение катагенетической зрелости РОВ тогурских отложений, построение 1 D палеотектонического и палеотемпературного разрезов и определение перспектив нефтегазоносности нижнеюрского и доюрского НГК на основании палеотемпературного моделирования.

6.1 Методические основы прогнозирования нефтегазоносности

Палеотектонические реконструкции позволяют восстановить палеомощности и глубины, на которых находились стратиграфические комплексы в геологический момент времени t [23]. Алгоритм реконструкции основан на «методе выравнивания профилей» В.Б. Неймана [24].

Палеотемпературное моделирование позволяет определить температуру осадочной толщи. Процесс распространения в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения с краевыми условиями в верхней осадочной толще и теплового потока в подошве разреза [23]. Первое краевое условие – «вековой ход температур», второе – тепловой поток.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q , т.е. решается обратная задача геотермии. В ходе решения обратной задачи используются «наблюденные» значения температур по ОСВ ($R_{\text{от}}$), которые пересчитывают в градусы Цельсия, согласно [25] и пластовые температуры, измеренные в скважине при испытании.

На втором этапе по известному значению q решается прямая задача и определяются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданный момент геологического времени t .

Далее по известным значениям температур и глубин отстраивается палеотектонический разрез и области ГЗН. Согласно [26], каждой фазе образования УВ соответствует определенное значение температуры: газ – первой генерации МК¹₁ (50 – 90 °С), нефть – МК¹₂ (90 – 130 °С), газ – второй генерации и конденсат МК₂ – МК¹₃ (13 – 190 °С).

6.2 Палеотемпературное моделирование

При проведении палеотемпературного моделирования была использована глубокая скважина Соболиная 176. Для скважины подготовлена модель, включающая стратиграфический разрез с мощностями отложений, возрастом и физическими

параметрами свит – плотностью, теплопроводностью, температуропроводимостью (рис.24).

Координата столбца левая: 0		Координата столбца правая: 1000		Соболиная 176						
№	Толщина слоя, м (левая)	Толщина слоя, м (правая)	Теплопроводность, ватт/м*град	Температуропроводность, м ² /сек	Плотность р. источника, ватт/м ³	Время накопления, млн. лет	Параметр плотности слоя B1	Параметр плотности слоя B2	Параметр плотности слоя B3	Стратиграфия (свита)
1	285	285	1.64	8e-007	1.3e-006	45.1	2.46	0	0	J1-2tm
2	77	77	1.6	8e-007	1.3e-006	6.3	2.42	0	0	J3vs
3	10	10	1.62	8e-007	1.3e-006	5.4	2.42	0	0	J3gr
4	25	25	1.62	8e-007	1.3e-006	5.4	2.42	0	0	J3bg
5	248	248	1.64	8e-007	1.25e-006	9.7	2.44	0	0	K1klm
6	88	88	1.62	8e-007	1.25e-006	3.7	2.44	0	0	K1tr
7	621	621	1.6	8e-007	1.25e-006	12.2	2.39	0	0	K1kls
8	1	1	1.6	8e-007	1.25e-006	3.9	2.39	0	0	K1a1
9	1	1	1.6	8e-007	1.25e-006	2.2	2.39	0	0	K1a2
10	828	828	1.49	8e-007	1.25e-006	22.5	2.26	0	0	K1-2pk
11	24	24	1.43	8e-007	1.25e-006	1.8	2.18	0	0	K2kz
12	190	190	1.4	7e-007	1.25e-006	3.3	2.18	0	0	K2ip
13	75	75	1.37	7e-007	1.25e-006	13.3	2.11	0	0	K2sl
14	80	80	1.37	7e-007	1.25e-006	11.5	2.11	0	0	P1-K2gn
15	55	55	1.35	7e-007	1.2e-006	6.9	2.09	0	0	Pg1tl
16	90	90	1.35	7e-007	1.2e-006	13.1	2.09	0	0	Pg2ll
17	75	75	1.35	7e-007	1.2e-006	9.4	2.09	0	0	Pg3-2hg
18	95	95	1.35	7e-007	1.2e-006	8.3	2.09	0	0	Pg3nk
19	1	1	1.31	6.5e-007	1.1e-006	19.29	2.07	0	0	N1
20	1	1	1.31	6.5e-007	1.1e-006	3.07	2.07	0	0	N2
21	1	1	1.27	6.5e-007	1.1e-006	1.64	2.02	0	0	Q

Рис. 24. Модель для палеотемпературного моделирования по скважине № 176

Выбор скважины основан на наличие хорошего притока флюида по данным испытаний, а также наличие пластовых температур и ОСВ.

6.3 Решение обратной задачи

В результате решения обратной задачи геотермии получено значение плотности теплового потока из основания осадочного разреза. Далее была проведена оценка согласованности температур. «Невязка» составила ± 2 , что позволяет считать модель адекватной. Результаты расчетов занесены в таблицу 23.

Таблица 23. Исходные температуры и результаты решения обратной задачи на Соболином месторождении (Томская область)

Скважина	Глубина замера, м	Температура пластовая, °С	Температура ОСВ, °С	Расчетное значение температур	«Невязка»	Тепловой поток, мВт/м ²
Соболиная 176	2139	73	-	74	+1	50
	2182	73	-	75	+2	
	2261	80	-	78	-2	
	2552	87	-	87	0	
	2913	-	116	115	-1	

Согласно ранее проведенным исследованиям плотность теплового потока ближайшей группы Останиских месторождений составила 53 мВт/м^3 [29], а Бакчарской площади – 60 мВт/м^2 [30].

В пределах Соболиного вала плотность теплового потока варьируется от 54 до 57 мВт/м^2 (рис.25). Плотность потока увеличивается с юго-востока на северо-запад. На территории Усть-Тымской мегавпадины отмечается пониженные значения в пределах 50 мВт/м^2 , тем не менее данный участок имеет залежи УВ в нижне-средне юрском НГК [27].

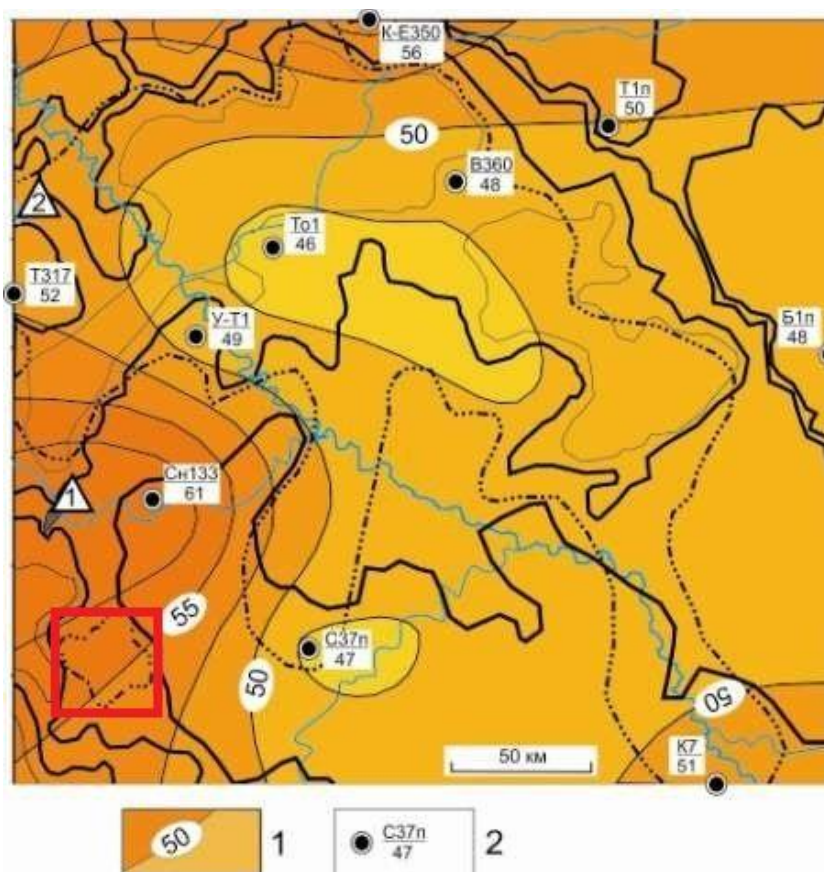


Рис. 25. Схема распределения плотности и теплового потока из основания Усть-Тымской мегавпадины [28]: участок исследования указан красным квадратом

6.4 Решение прямой задачи

В ходе решения прямой задачи были восстановлены температуры для тогурской и баженовской свит на 18 ключевых моментов геологического времени. Максимальный прогрев свит наблюдался на период 24 млн. лет назад (баженовская $102 \text{ }^\circ\text{C}$, тогурская $109 \text{ }^\circ\text{C}$). Время начала генерации баженовской свиты относится к коньяк-сантону 86,5 млн. лет назад и продолжалось до 1,64 млн. лет. Тогурская свита входит в ГЗН в 86,5 млн. лет назад, далее происходил кратковременный перерыв и, начиная с 61,7 млн. лет, генерация продолжалась до 1,64 млн. лет (приложение Г).

6.5 Построение 1 D модели для скважины Соболиная 176

В результате решения прямой задачи геотермии был построен палеотемпературный и палеотектонический разрез (рис. 26).

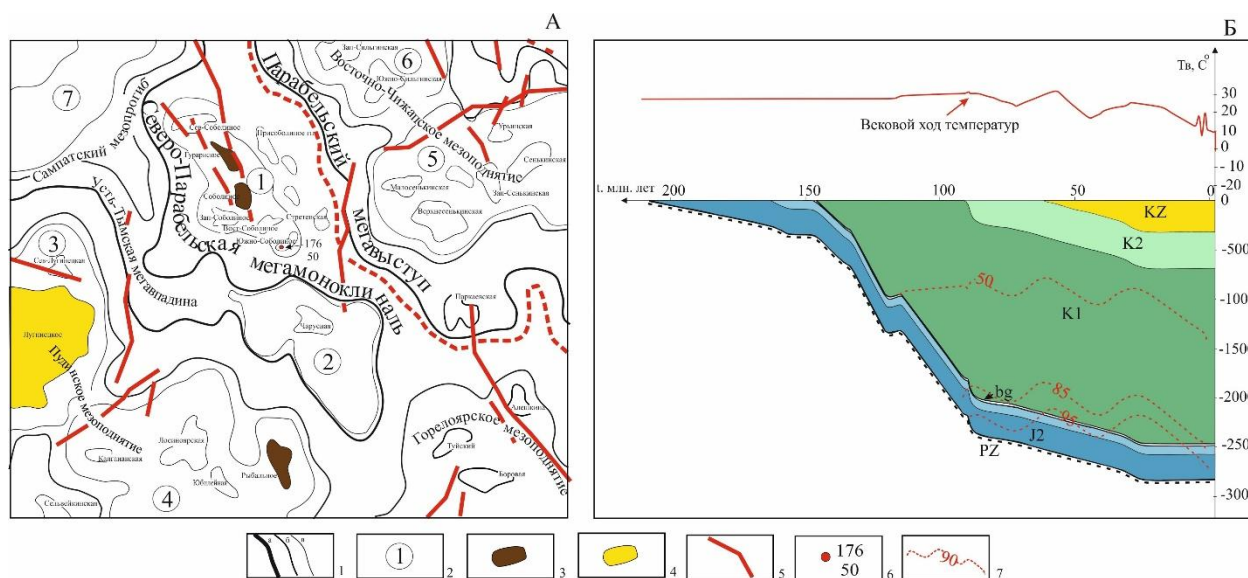


Рис. 26. Положение моделируемой скважины Соболиная 176 на тектонической карте (А), палеотемпературный и палеотектонический разрез (Б) [4]: 1 – структуры: I(а), II(б), III(в) порядков, 2 – структуры III порядка – Соболиный вал (1), Южно-Соболиная впадина (2), Лугинецкое кп (3), Юбилейное кп (4), Сенькинское кп (5), Сильгинское кп (6), Салатский прогиб (7), 3 – нефтяные месторождения, 4 – нефтегазоконденсатное месторождения, 5 – тектонические нарушения, 6 – моделируемая скважина (в числителе номер скважины, в знаменателе значение теплового потока в $\text{мВт}/\text{м}^2$), 6 – пороговая температура ГЗН

6.6 Вывод по результатам палеотемпературного моделирования

В результате проведения палеотемпературного моделирования был получен тепловой поток из основания осадочного разреза $50 \text{ мВт}/\text{м}^2$, были рассчитаны температуры на основные периоды геологического времени и установлено, что время генерации УВ баженовским источником составил 85 млн лет, тогурским – 84.5 млн л. Генерация завершилась в конце неогена.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнение дипломного проекта выполнено на основе изучения геолого-геофизической характеристики месторождения Соболиное и анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

В ходе написания выпускной квалификационной работы выполнен анализ ранее проведенных исследований на территории Соболиного месторождения. На основании проведенного анализа установлено, что рекомендованные интервалы для получения притока углеводородов по геофизическим подтверждаются на 77 %. Таким образом, выбран комплекс геофизических исследований в проектной скважине 170 для решения поставленных геологических и технических задач.

Рассмотрена методика проведения проектных геофизических работ, предложен комплекс аппаратуры, с помощью которой планируется проводить исследования, а также выбраны методы интерпретации геофизической информации.

В разделе специальная часть отражены результаты научно-исследовательской работы, проведенной за все время обучения, посвященные геотермическим исследованиям, а также палеотектоническому и палеотемпературному моделированию. В ходе выполнения работы проведено палеотемпературное моделирование на территории Соболиного вала, по результатам которого восстановлена термическая история тогурских отложений и построен палеотемпературный и палеотектонический разрез. В результате проведенной работы установлено, что тогурская свита на территории Соболиного месторождения находится в ГЗН в течение 91,6 млн лет. В настоящее время условия генерации сохраняются, поэтому перспективность данного участка на наличие продуктивных интервалов в нижнеюрском и доюрском НГК высокая.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение» частично рассчитана проектно-сметная стоимость работ, которая составила 662927,84 рублей.

В разделе «Социальная ответственность» был проведен анализ вредных и опасных факторов, которые пагубно влияют на организм человека, рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации, а также предложены мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных факторов на организм человека и на окружающую среду в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сурков В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западносибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – М.: Недра, 1986. – 145 с.
2. Пьянков Б.Н. Соболиной месторождение нефти // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири /изд-во Томского университета. - 1963. - вып. 3. - С.27-30.
3. Обзорная карта территории деятельности Комитета природных ресурсов Томской области с элементами изученности и лицензионными участками по состоянию на 01.04.2000 (западная часть), М 1:750 000. Комаров А.В, Тищенко Г.И, Черкашина К.Я, Шеламова Л.А, Ефремова Т.П, Цареградская Н.В. – Комитет природных ресурсов по Томской области 2000 г.
4. Тектоническая карта юрского структурного яруса осадочного чехла, Томская область, маш. 1:500000 под ред. А.Э. Кангоровича. 1998 г.
5. Обзорная карта Лугинецко-Останенского нефтегазодобывающего района Томской области (лицензионные участки №13, 14, 15, 22, 23, 28, 29, 38, 48, 52, 53, 69, 75, 76, 77, 78, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 104, 105), ОАО НК «ЮКОС», ОАО «Томскнефть», Российская Академия наук Сибирское отделение Институт геологии нефти и газа, - 2001 г.
6. Месторождения нефти и газа Западной Сибири – Картографический информационный центр «ИНКОТЕК», Государственное унитарное предприятие Институт микроэкономики, ИНКОТЕК, Роскартография, - Москва 2002 г.
7. Климов В. В. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с
8. Административная карта Томской области, 1997 г. [Электронный ресурс] – http://www.etomesto.ru/img_map.php?id=1519 (дата обращения 07.03.2021).
9. Энциклопедия месторождений углеводородов (нефть, газ, конденсат) Томской области. Отчет ОАО «Томскнефтегазгеология» по теме: «Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научноисследовательских работ на территории Томской области». 2000. – 91 с.
10. Отчет по договору № ИЦЮ-0140/2000 от 3.07.2000: «Научное обобщение геолого-геофизических материалов и разработка концепции геолого-разведочных работ в зоне деятельности ОАО «Томскнефть» Томская область». – 369 с.

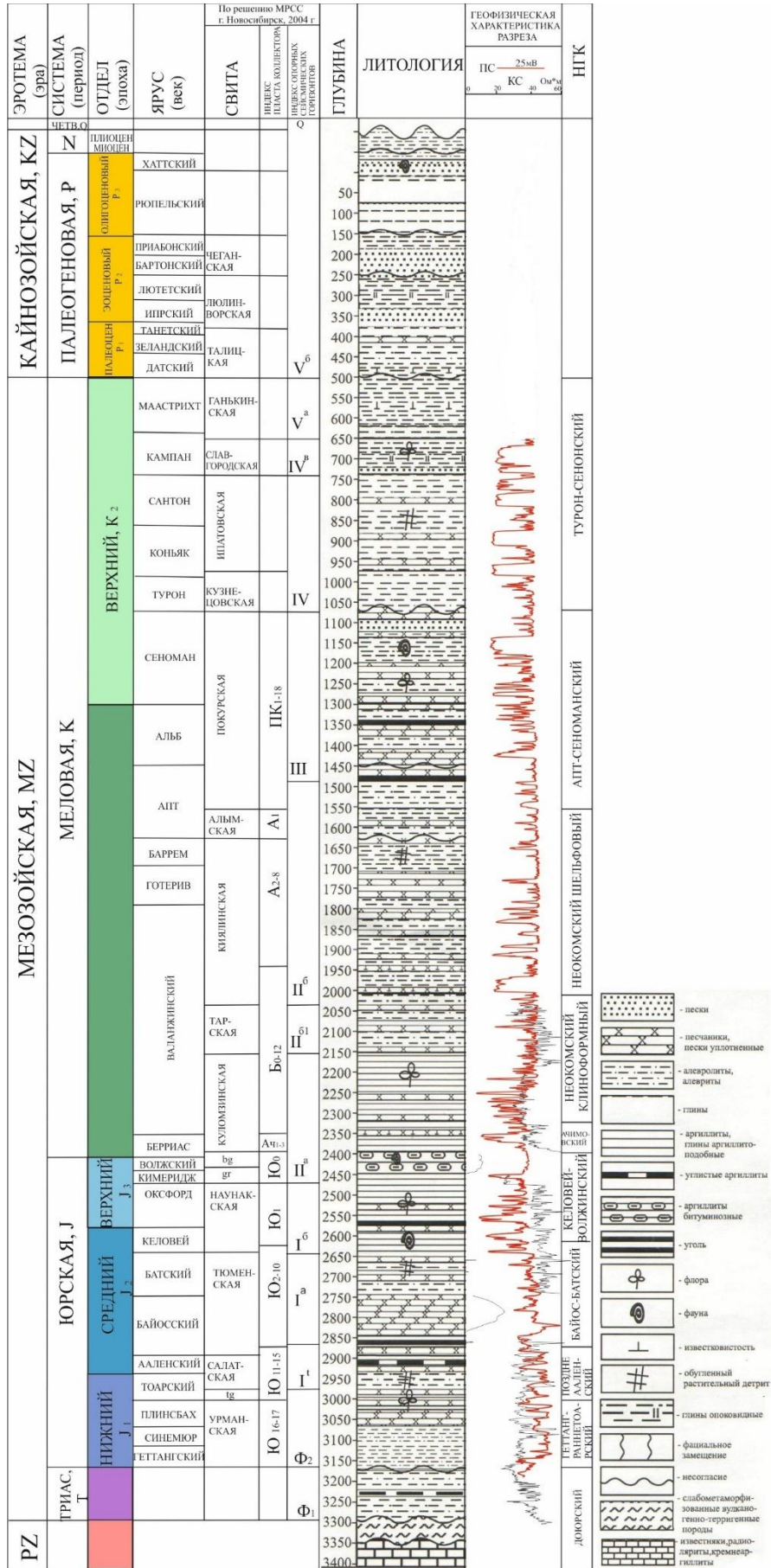
11. Отчет о проведенных площадных и детальных сейсморазведочных исследованиях МОГТ 2D масштаба 1:50 000, 1:25 000 в пределах 76 лицензионного участка (Соболиный): «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности соболиного вала и сопредельных территорий» ОАО «Томскнефтегазгеология». 2003 г. – 29 с.
12. Конгорович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с
13. Бурков Ф.А. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / Ф.А. Бурков, В.И. Исаев, Г.А. Лобова; Томский политехнический университет. – 2-е изд., доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 110 с.
14. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин: учебное пособие - 2-е изд., перераб. - Москва: Альянс, 2015. – 432с.
15. Лукьянов Э. Е., Стрельченко В. А. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. Издательство "Нефть и газ" - Москва, 1997. – 688 с.
16. 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. – 135с.
17. Аппаратура геофизических исследований скважин: лабораторный практикум / авт.-сост.: А-Г. Г. Керминов, С.Б. Бекетов, Е.В. Сторчак. – Ставрополь: Изд-во СКФУ 2018. – 208 с.
18. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
19. 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.
20. Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до I млн тонн) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.
21. Косырева Е.А., Московин 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

22. 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
23. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа: учебное пособие / В.И. Исаев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 172 с.
24. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – М.: Недра, 1984. – 84 с.
25. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженковского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
26. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / А.Н. Фомин; Науч. ред. академик А.Э. Конгорович; СО РАН, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. - 331 с.
27. Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумуляированные ресурсы тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Вестник Пермского университета. 2011. – вып. 3 (12). – с 70 – 77.
28. Лобова Г.А. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских отложений центральной части и юго-востока Западной-Сибири по данным геотермии. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2015. – 235 с.
29. Галиева М.Ф., Крутенко Д.С., Герасимов Е.А., Меренкова А.С., Карбосова З.К. Моделирование глубинного теплового потока Останинской группы месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120- летию со дня рождения академика К.В. Радугина. В 2-х томах. Том 1 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – Т. 1 – С.280 – 282.
30. Меренкова А. С., Карбосова З. К., Кириллина М. С., Михеев А. Н. Тепловое поле и нефтегазоносность юго-востока Томской области // Трофимукские 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.

31. ПОСН 81-2-49 «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ»/
32. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы, выпуск 10. Транспортное обслуживание геологоразведочных работ. М.: 1992. – 58 с.
33. Кириницына З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение: учебно-методическое пособие / Кириницына З.В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2014. – 73 с.
34. 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. 141.
35. 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. 108.
36. Пашков Е.Н. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра и специалиста всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. Е.Н. Пашков, А.И. Сечин, И.Л. Мезенцева – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020 – 23 с.
37. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96"Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"(утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21)
38. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. – Введен: 08.05.2017. М.: Издательство стандартов. 2018. – 115 с.
39. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введен: 10.02.2009 г. М.: Издательство стандартов. 2010. – 7 с.
40. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 09.03.2021) "Об охране окружающей среды" Глава I. Общие положения, Статья 1. Основные понятия.
41. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) "О проведении рекультивации и консервации земель" (вместе с "Правилами проведения рекультивации и консервации земель")
42. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.
43. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: 1996. – 126 с.
44. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2001. - N1 (Ч. 1). – Ст. 114.

45. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2001. - N1 (Ч. 1). – Ст. 183.
46. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
47. СанПин 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях– Введен: 01.05.2003. М.: Издательство Москва. 2003. – 22 с.
48. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 09.03.2021) "Об охране окружающей среды" Глава I. Общие положения, Статья 1. Основные понятия.
49. Федеральный закон от 21.12.1994 N 68-ФЗ (ред. от 08.12.2020) "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" – Ст. 1

ПРИЛОЖЕНИЕ А Литолого-стратиграфический разрез



ПРИЛОЖЕНИЕ Б Данные по испытанию скважин на территории Соболиного месторождения

Скв.	Альт.	Интерв пл1(от)	Интерв пл1(до)	Инд пласта	Деб нефти, м ³ /сут	Деб газа, м ³ /м ³	Деб конд	Деб воды, м ³ /сут	Диам штуц	Давл заб	Давл пласт	Темп
171	83,8	2140	2152	Б9	пленка			3,36	720			
		2126	2137	Б8	103,2	3,12	45		8	201,2	215,3	
172	64,9	2904	2923	Ю17+Pz				0,24	1000			
		2720	2749	Ю6	0,316				1107			
		2554	2566	Ю3				3,7	416			
		2462	2468	Ю1-1	0,35				1062			
		2211	2227	Б14				13,2	950		232	
		2154	2160	Б12				0,137	938			
173	101,7	2555	2863	тпом.+Pz				0,268	900			
		2516	2522	Ю1-3	пленка			3,66	810			
		2483	2508	Ю1-1-2	0,65				875			
		2173	2194	Б11-12				32,3	136			
174	83,6	2802	2812	Ю-6				сухо	0	0	0	
175	68,8	2114	2160	Б11-12				11	0	0	211	84
		2856	2939	PZ+tm				сухо	0	0	0	
		2702	2740	Ю10				сухо	0	0	0	
		2445	2453	Ю1-1	0,05				0	0	256,6	
		2081	2110	Б8				0,9	0	0	223	64
		2470	2480	Ю1-2				сухо	0	0	0	
176	107,9	483	662	ипат.				1,0				
		686	734	ПК1-2				1,2			70	
		2585	2870	тпом.+Pz				2,4	942			
		2552	2573	Ю1-3-4				0,9	694	201,2		87
		2508	2530	Ю1-1-2	пленка				954			
		2260	2271	Б13				4,65	758	216,5		80
		2171	2186	Б10				10,1	294		214,3	73
		2138	2152	Б8				151,2	45		210,7	73
177	93,7	2109	2116	Б-12				4,1			213,5	
178	84,2	2130	2134	Б-12	32,4	0,79		3,6	5	18,1	21,4	
179	125	2170	2173	Б-12	0,8	1,12		2,5	5		21,58	
		2161	2164	Б-12	3,1						21,47	
181	90	2446	2452,6	Ю1-1			0,6		1113	13,5		
182	75,9	2459	2466,4	Ю1-1	1				710	24,2		
182	75,9	2481,2	2484,6	Ю1-МУ	2				3	24,6		

ПРИЛОЖЕНИЕ. В. Каротажная диаграмма по Соболиному месторождению скважина 178

