

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований в скважинах с целью определения коллекторских свойств продуктивных горизонтов на Западно-Сургутском месторождении (ХМАО-Югра)

УДК 550.832:552.578.2.061.4(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Адутова Виолетта Игоревна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Г.Ф.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности (P10), проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых (P11).



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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Ростовцев В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Адутовой Виолетте Игоревне

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований в скважинах с целью определения коллекторских свойств продуктивных горизонтов на Западно-Сургутском месторождении (ХМАО-Югра)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1331/С от 20.02.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2019 г.
------------------------------------------	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной и преддипломной геофизической практики, пройденной в ПАО «Сургутнефтегаз», а также опубликованная литература по теме работы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ. 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы. 6. Комплекс геофизических исследований при вторичном вскрытии пласта. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Перечень графического материала	8. Социальная ответственность.	
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Положение района исследований показано черным квадратом на физической карте России. 2. Положение района исследований показано черным квадратом на физико-географической карте Ханты-Мансийского автономного округа. 3. Изученность территории сейсморазведочными работами. 4. Положение района исследований на схеме распространения доюрских вещественных комплексов. 5. Положение района исследований на фрагменте тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты и её обрамления. 6. Положение района исследований на фрагменте Тектонической карты осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. 7. Карта по сейсмическому горизонту Б (баженовская свита). 8. Положение района исследований на карте нефтегеологического районирования Ханты-Мансийского автономного округа. 9. Геологический разрез нижнемеловых отложений Западно-Сургутского месторождения. 10. Залежь пласта БС₁₀₊₁₁. 11. Разрез по линии скважин 64-161-1-180. Красным показано положение проектной скважины. 12. Физико-геологическая модель резервуара пласта БС₁₀₋₁₁ на Западно-Сургутском месторождении. 13. Поведение кривой аномалии ПС. 14. Поведение кривой ГК в терригенном разрезе. 15. Многогорычажный каверномер. 16. Многоточечный скважинный инклинометр. 17. Аппаратура СПАК-6. 18. Физическое строение локатора муфт и схема скважины при перфорации. 19. Поведение кривых локации муфт до и после перфорации. 20. Диаграмма Привязка под перфорацию. 21. Диаграмма Контроль перфорации. 22. Температурная аномалия после перфорации в интервале прострела. 23. Скважинный прибор АГАТ-6В. 	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	
По менеджменту	Профессор Трубникова Н.В.	
По социальной ответственности	Доцент Винокурова Г.Ф.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.02.2019
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Адутова Виолетта Игоревна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 101 с., 24 рис., 31 табл., 44 источника. Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, фильтрационно-емкостные свойства, нефтегазоносные комплексы, Западно-Сургутское месторождение углеводородов, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра.

Объектом исследования являются продуктивные пласты на Западно-Сургутском месторождении.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований для проектной скважины на Западно-Сургутском месторождении.

В процессе исследования проводилось обоснование комплекса ГИС в проектной скважине, литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, определение характера насыщения пластов-коллекторов. Для обоснования положения проектной скважины изучена геолого-геофизическая информация о геологическом строении и степень изученности месторождения.

В результате исследования анализ ранее выполненных геофизических исследований позволил определить положение скважины на площади, выбрать методы и обосновать геофизический комплекс для решения поставленных задач в проектной скважине. Комплекс включает: электрические, радиоактивные, акустические методы, локацию муфт, инклинометрию, кавернометрию. Выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены методики измерений, интерпретации полученных результатов и метрологическое обеспечение измерений.

Область применения: результаты специальных исследований могут быть использованы при вторичном вскрытии пласта на месторождениях Западной Сибири.

Стоимость ресурсов данного научного исследования по проектированию скважины и установлению границ ВНК на территории Западно-Сургутского месторождения составляет 157490 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

ESSAY

The final qualifying work contains 101 pages, 24 drawings, 31 tables, 44 sources. Key words: complex of geophysical studies, filtration-capacitive properties, oil and gas bearing complex, West - Surgut hydrocarbon field, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra.

The aim of the work is to design a complex of geophysical studies for the project well at the West-Surgut field.

The objective of this project is to justify the GIS complex in the project well, lithologic dismemberment of the section, separation of reservoir layers, determination of reservoir filtration and reservoir properties, determination of the saturation nature of the reservoirs.

To substantiate the position of the project well, geological and geophysical information on the geological structure and the degree of exploration of the deposit were studied.

Analysis of previously performed geophysical studies allowed to determine the position of the well on the area, to select methods and to substantiate the geophysical complex for solving the tasks in the project well. The complex includes: electrical, radioactive, acoustic methods, as well as cavernometry, inclinometry. The equipment for carrying out the projected geophysical studies was chosen, methods of measurements, interpretation of the results obtained and metrological assurance of measurements were considered.

Scope: the results of special studies can be used in the secondary opening of the reservoir in the fields of Western Siberia.

The cost of the resources of this scientific study on the design of the well and the establishment of the boundaries of the oil-water complex in the West Surgut field is 157490 rubles.

Based on the analysis of harmful and dangerous factors identified for the projected work, the effect of these factors on the human body was determined and protection measures were proposed. The security measures in emergency situations and environmental protection are considered.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АК – акустический каротаж;
- БК – метод бокового каротажа;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажа изопараметрического зондирования;
- ГГК-П – метод плотностного гамма-гамма каротажа;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ГК – метод гамма каротажа;
- ГМ-С — гамма-метод спектрометрический;
- ДС – диаметр скважины;
- ИК – метод индукционного каротажа;
- КС – каротаж сопротивления;
- ЛМ – локация муфт колонн;
- МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
- ННК-Т – метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам;
- ПС – метод собственной поляризации;
- РК – радиоактивный каротаж;
- УЭС – удельное электрическое сопротивление;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ЭВМ – электронная вычислительная машина.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	10
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	10
1.2 Геолого-геофизическая изученность.....	12
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	16
2.1 Стратиграфия.....	16
2.2 Тектоника.....	20
2.3 Нефтегазоносность.....	22
2.4 Петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства нефтегазоносных комплексов.....	25
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	29
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	32
4.1 Задачи геофизических исследований.....	32
4.2 Обоснование объекта исследования.....	32
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	35
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	40
5.1 Методика проведения проектных геофизических работ.....	40
5.2 Аппаратура и условия записи.....	41
5.3 Метрологическое обеспечение работ.....	43
5.4 Геологическая интерпретация геофизических данных.....	44
6 КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ВТОРИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПЛАСТА.....	51
6.1 Характеристика объекта исследований.....	51
6.2 Выбор комплекса ГИС.....	52
6.2.1 Привязка интервалов перфорации к разрезу по глубине.....	52
6.2.2 Термометрия и барометрия при контроле за перфорацией.....	55
6.3 Аппаратура и методика выполнения работ.....	57
6.4 Интерпретация результатов исследования.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	60
ПРИЛОЖЕНИЕ А Сводный геолого-геофизический разрез Западно-Сургутского месторождения	62

ВВЕДЕНИЕ

Согласно стратегии «Экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года», Западная Сибирь является главной базой страны по добыче нефти и газа. В связи с уменьшением в последние годы объема поисково-разведочных работ и открытия новых месторождений УВ, повышение эффективности добычи становится одной из актуальных проблем освоения этого региона. Основными объектами нефтедобычи в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне являются меловой и юрский комплексы.

Западно-Сургутское месторождение расположено на территории Ханты-Мансийского автономного округа и находится на последней стадии эксплуатации. Западно-Сургутское нефтяное месторождение открыто в 1962 году, находится вблизи разрабатываемых Быстринского, Сайгатинского месторождений. В геологическом отношении месторождение достаточно хорошо изучено.

Основной целью проекта является выбор комплекса геофизических методов для решения геологических задач в проектной скважине на Западно-Сургутском нефтяном месторождении. Объектом исследования является продуктивный пласт БС₁₀₊₁₁.

Задачей данного проекта является анализ результатов ранее проведенных геофизических исследований, а также обоснование комплекса ГИС в проектной скважине для выполнения литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, определения характера насыщения пластов-коллекторов.

В специальной части будет рассмотрен геофизический комплекс при вторичном вскрытии пласта.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» необходимо подсчитать стоимость проектно-сметных работ.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо рассмотреть вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, предложить мероприятия по уменьшению их воздействия на человека. Необходимо так же предложить мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк района работ

Географически район исследований расположен в центральной части Западно-Сибирской равнины (рис.1).

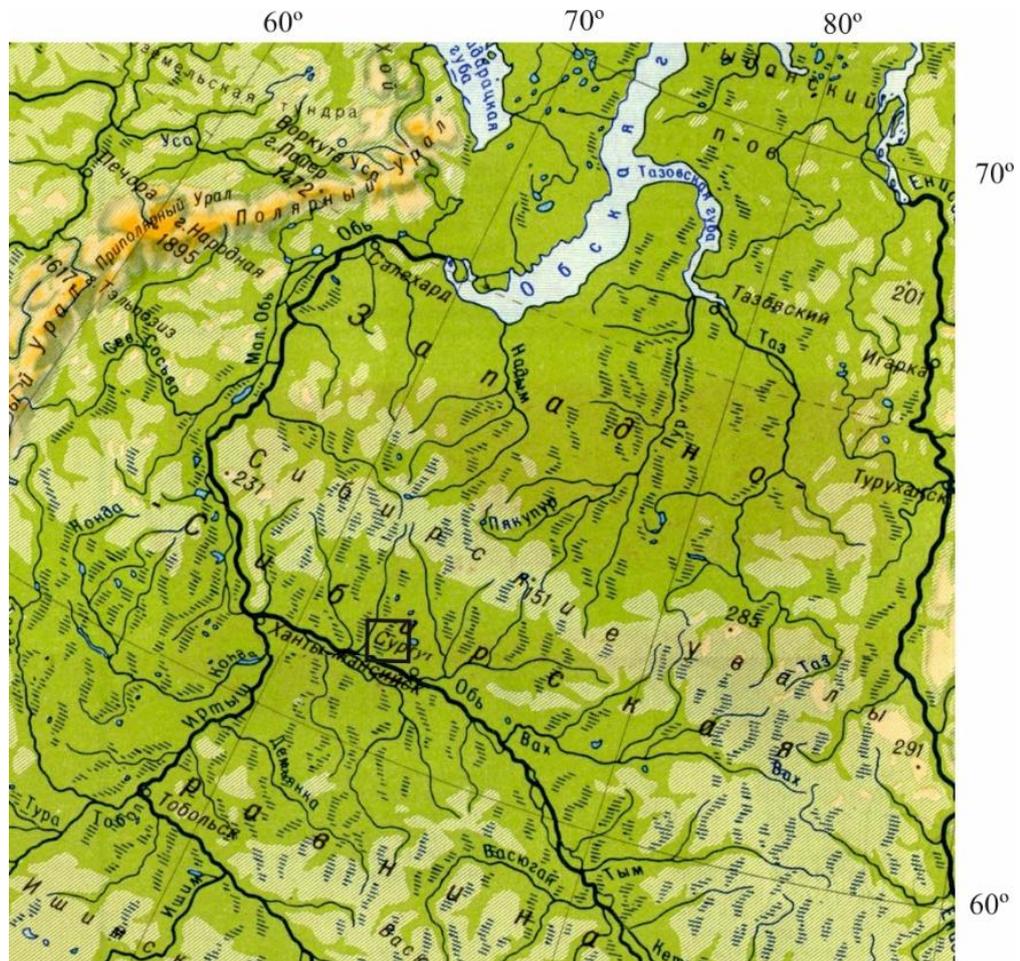


Рисунок 1 – Положение района исследований показано черным квадратом на физической карте России [1]

Абсолютные отметки рельефа изменяются от 25 до 75 м над уровнем моря. Местность сильно заболочена, неравномерно залесена, приуроченна к широтному течению р. Обь. Она является основной водной артерией района. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек). Ширина реки колеблется от 850 до 1300 м, глубина 8-18 м. В районе исследования присутствует большое количество болот и озер, такие как Коле-Урай-Лор, Кочны-Лор, Вач-Лор, Сурмятино.

Климат резко континентальный с теплым непродолжительным летним сезоном и короткими весной и осенью и продолжительной холодной зимой. Среднегодовая температура низкая и колеблется от минус 3,3 до минус 2,7 °С. Абсолютный максимум летом повышается до плюс 30 °С. Зимой температура опускается до минус 50 °С. Количество осадков достигает около 400 мм в год. Снег ложится в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снежного

покрова в лесах достигает 2 м. Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Административно Западно-Сургутское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области (рис.2).

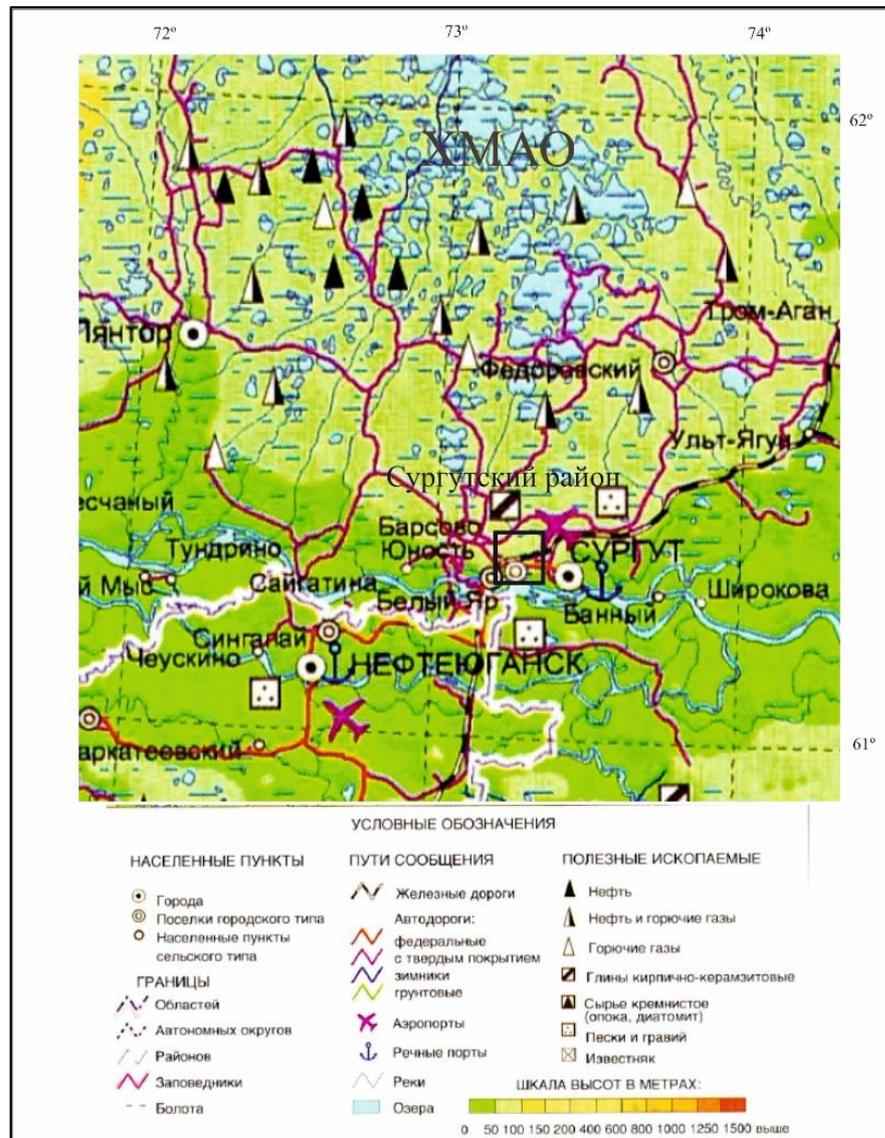


Рисунок 2 – Положение района исследований показано черным квадратом на физико-географической карте Ханты-Мансийского автономного округа [2]

Ближайший город г. Сургут расположен в 20 км, в нем проживает около 260 тыс. человек. Здесь находятся основные промышленные предприятия, нефтеперерабатывающий завод, ГРЭС-1, ГРЭС-2, объединение Сургутнефтегаз, нефтеперерабатывающие управления, нефтеразведочная экспедиция, железнодорожный узел, крупный аэропорт и речной порт.

Из-за сильной заболоченности территории дорожная сеть в районе развита слабо.

Построена бетонная дорога от г. Сургут до г. Нижневартовск, Когалым и Нефтеюганск. Железная дорога связывает г. Сургут с городами Тюмень, Нижневартовск и Уренгой [1]. В

пределах месторождения существуют дороги с грунтовым покрытием.

Территория исследования относится ко II категории сложности.

1.2. Геолого-геофизическая изученность

Планомерные геолого-геофизические исследования на территории Широного Приобья, проводимые с 1948 по 1957 годы, носили региональный характер и были направлены на выявление основных особенностей геологического строения площади. Участок работ покрыт геологической съемкой масштаба 1:1000000, аэромагнитной съемкой масштаба 1:200000, гравиметрической съемкой масштаба 1:1000000. Бурение опорных скважин начато в 1951 году [3].

Начатые в 1958 году площадные сейсморазведочные работы масштаба 1:100000 проводились с целью обнаружения перспективных на нефть и газ локальных поднятий. За период с 1958 по 1965 годы на юге и в центральной части Сургутского свода этими работами были выявлены структуры II порядка: Федоровский малый вал, Ярсомовский прогиб, Юганская котловина и др., а также ряд структур III и IV.

С 1971 года на территории Сургутского свода геофизические организации, в том числе трест «Тюменнефтегеофизика», начали широко проводить работы методом ОГТ масштаба 1:50000. В результате проведенных работ установлены общие закономерности геологического строения мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла и доюрского основания. Сначала были построены структурные карты и схемы по опорным отражающим горизонтам Б, М, Г, С, а затем, по мере накопления нового фактического материала и благодаря совершенствованию методов сейсморазведки, были выполнены структурные построения в отложениях тюменской свиты (группа отражающих горизонтов Т) и неокомского комплекса (группа отражающих горизонтов НБС и НАС).

В 1983 году в районе проводились региональные сейсмические работы МОГТ масштаба 1:50000. В результате комплексной интерпретации материалов по региональному профилю R-1 и данных бурения была составлена принципиальная схема формирования клиноформных неокомских отложений Среднего Приобья.

Результаты детальных сейсморазведочных работ послужили основанием для постановки поисково-разведочного бурения на подготовленных структурах.

Непосредственно в пределах отчетной площади расположены структурные объекты, ранее выявленные и относящиеся к перспективным для поиска залежей УВ: Северо-Сургутский структурный нос I, Северо- и Западно-Ритшахские, Сурмятинская, Южно-Сурмятинские I и II, Западно-Сурмятинские I и II, Северо-Сурмятинская, Еловая, Почекуйские

I, II, III, IV структуры.

Северо-Сургутский структурный нос I получил название и подготовлен к поисковому бурению по результатам работ с/п 8,20/99-00 ОАО «Тюменнефтегеофизика». Почекуйская структура выявлена работами с/п 29/64-65 Тюменского геологического управления, уточнено строение структуры работами с/п 7,17/76-77 треста «Хантымансийскгеофизика». В результате детальных работ МОВ ОГТ с/п 10/79-80 управления «Запсибнефтегеофизика» в северной части Почекуйской структуры выявлены два поднятия IV порядка. В отчете с/п 23/92-94 данные поднятия совместно с одним дополнительно выявленным поднятием на восточном склоне структуры названы Северо-Почекуйскими I, II и III. В 1999-2000 годах с/п 8,20/99-00 выявлено Северо-Почекуйское IV локальное поднятие, составлен паспорт на Северо-Почекуйский III объект и Северо-Почекуйский объект. Группа Сурмятинских поднятий выделена работами с/п 23/91-92. Северо-Сурмятинская структура выявлена и детализирована с/п 23/92-94. Еловая структура выявлена сейсморазведкой МОВ с/п 14/70-71 треста «Хантымансийскгеофизика». Западно-Ритшахское локальное поднятие выявлено работами с/п 7,17/76-77, детализировано в 2000-2001 годах сейсморазведкой 20 ОАО «Тюменнефтегеофизика». Северо-Ритшахское локальное поднятие выявлено работами с/п 23/91-92, детализировано работами сейсморазведки 20/00-01 ОАО «ТНГФ».

Таким образом, результаты детальных сейсморазведочных работ послужили основанием для постановки поисково-разведочного бурения и ввода в эксплуатацию наиболее перспективных структур. К настоящему времени Западно-Сургутское месторождение находится в стадии промышленной разработки.

Перечисленными сейсморазведочными работами была полностью перекрыта вся площадь отчетного месторождения. Всего на Западно-Сургутском месторождении отработано методами ОГТ около 1075,6 пог.км, при этом плотность сейсмических наблюдений составляет 1,34 пог.км/км². Основные сведения о сейсморазведочных работах МОВ и МОГТ в исследуемом районе и на прилегающих территориях иллюстрируются схемой геолого-геофизической изученности (рис.3) [2].

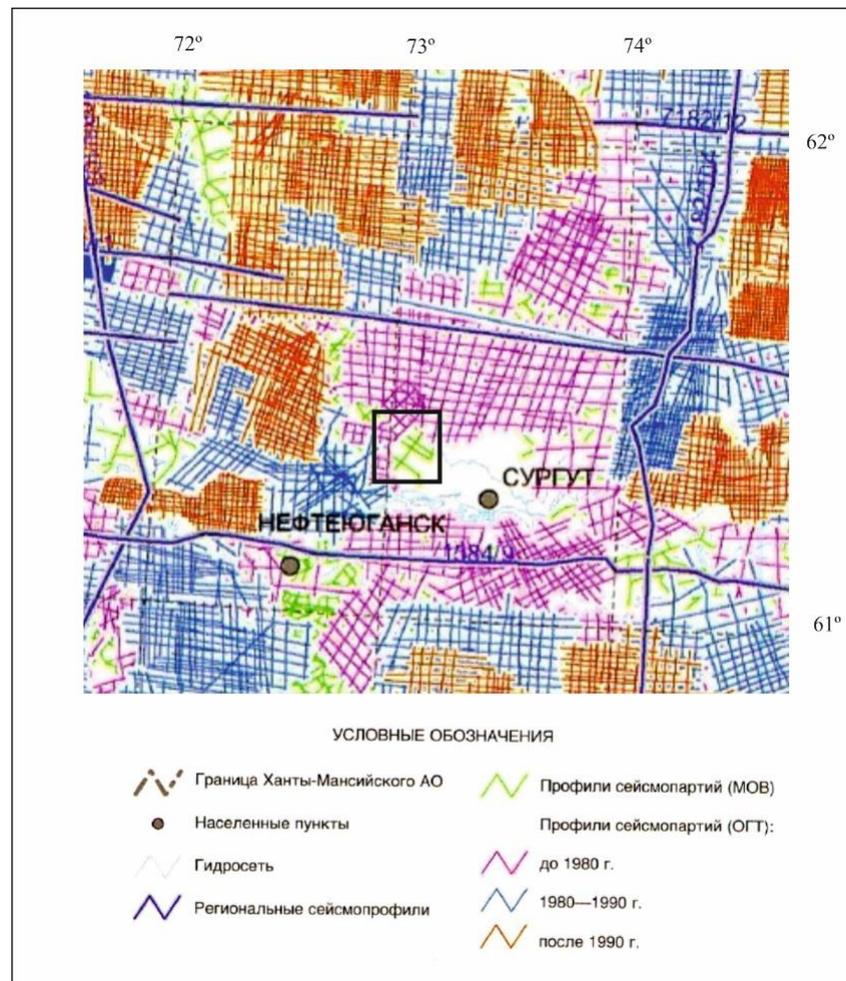


Рисунок 3 – Изученность территории сейсморазведочными работами [2]

В пределах месторождения были проведены трехмерные сейсморазведочные работы. Исследования МОВ ОГТ 3D с бином 25x50 м на отчетной площади проводились силами с/п 1,20/01-02 ОАО «Тюменнефтегеофизика», объем которых на настоящий момент равен 552,3 км². Главной целью, поставленной в геологическом задании с/п 1,20/01-02, было уточнение геологического строения Западно-Сургутского месторождения.

По результатам дополнительных сейсмических работ, разведочного и эксплуатационного разбуривания (табл.1), уточнились структурные построения изучаемой площади. По уточненным данным в СибНИИНП были построены структурные карты по кровле тюменской, баженовской свит и по кровле пласта БС₁₀ [3].

Таблица 1 – Состояние изученности бурением Западно-Сургутского месторождения

Параметры	Единицы измерения	Величина		
		на 1.01.1995 г.	Новые данные	на 1.01.2008 г.
<i>Кол-во пробуренных поисково-разведочных скважин (включая законтурные),</i>	шт.	83	17	100
в т.ч. давших нефть или нефть с водой	шт.	62	15	77
<i>Кол-во пробуренных эксплуатационного фонда скважин</i>	шт.	442	120	562
<i>Метраж пробуренных скв.:</i>				
поисково-разведочных	м	229698	50003	279701
эксплуатационных	м	1169872	354350,7	1524222,7
<i>Кол-во испытанных объектов,</i>	шт.	181	49	230
в т.ч. давших нефть или нефть с водой	шт.	121	37	158
<i>Отбор керна:</i>				
скважины поисково-разведочные с кернам	шт.	52	17	69
скважины эксплуатационные с кернам	шт.	17	2	19
проходка	м	2117,2	1389	3506,2
вынос керна	м	1298,6	1190	2488,6
%% выноса		61,3	85,6	70,9
<i>Кол-во образцов для определения коллекторских свойств:</i>				
пористости	шт.	1532	685	2217
проницаемости	шт.	966	565	1531
остаточной водонасыщенности	шт.	787	495	1282
<i>Отбор глубинных проб:</i>	скв/проб			
однократное разгазирование	скв/проб	16/37	19/30	35/67
дифференциальное разгазирование	скв/проб	14/15	19/30	33/45
<i>Отбор поверхностных проб</i>	скв/проб	95/122	42/52	137/174
Вид исследований		ОГТ	ОГТ	ОГТ
Технический уровень сейсм.исл.		2Д	2Д, 3Д	2Д, 3Д

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Стратиграфия

Геологический разрез Западно-Сургутского месторождения представлен породами двух структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, промежуточного чехла пермо-триасового возраста и доюрских образований (Приложение А).

Палеозойская эратема (PZ) включает в себя породы фундамента (рис.4) девонского возраста, которые вскрыты на Западно-Сургутском месторождении скважиной 32р. Фундамент терригенно-осадочный, представлен долеритами, известняками, мергелями. Их перекрывают образования промежуточного этажа. Отложения представлены эффузивными породами триасового возраста, в верхней их части залегает маломощная кора выветривания (до 10 м).

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J) представлена нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел и низы средней юры представлены *горелой свитой (J_{1gr})*, которая сложена аргиллитоподобными глинами [3]. Толщина свиты составляет 15 м.

Тюменская свита (J_{2a-b-bt}) сложена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями глинистых известняков (сидеритов) и бурых углей. В целом, отложения свиты можно разделить на три части. В составе нижней части преобладают песчаники серые мелкозернистые, крепкоцементированные, иногда алевролитистые, слабоизвестковистые с остатками растительного детрита с тонкими глинистыми пропластками. Перекрываются песчаники аргиллитами темно-бурыми или зеленовато-серыми, плотными, с остатками растительного детрита по напластованию. Верхняя подсвита сложена, в основном, песчаными разностями. Песчаники и алевролиты серые, с коричневым оттенком, средне- и мелкозернистые, с прослоями аргиллитов углистых. Аргиллиты темно-серые, известковистые, встречается текстура типа “рябчик”, вертикальные наклонные трещины (50%), выполненные кальцитом. В кровле *тюменской свиты* залегает региональнонефтенасыщенный пласт ЮС₂, литологически сложенный переслаиванием песчаников темно-серых плотных, тонко- и мелкозернистых, крепкоцементированных. Толщина свиты составляет до 172 м.

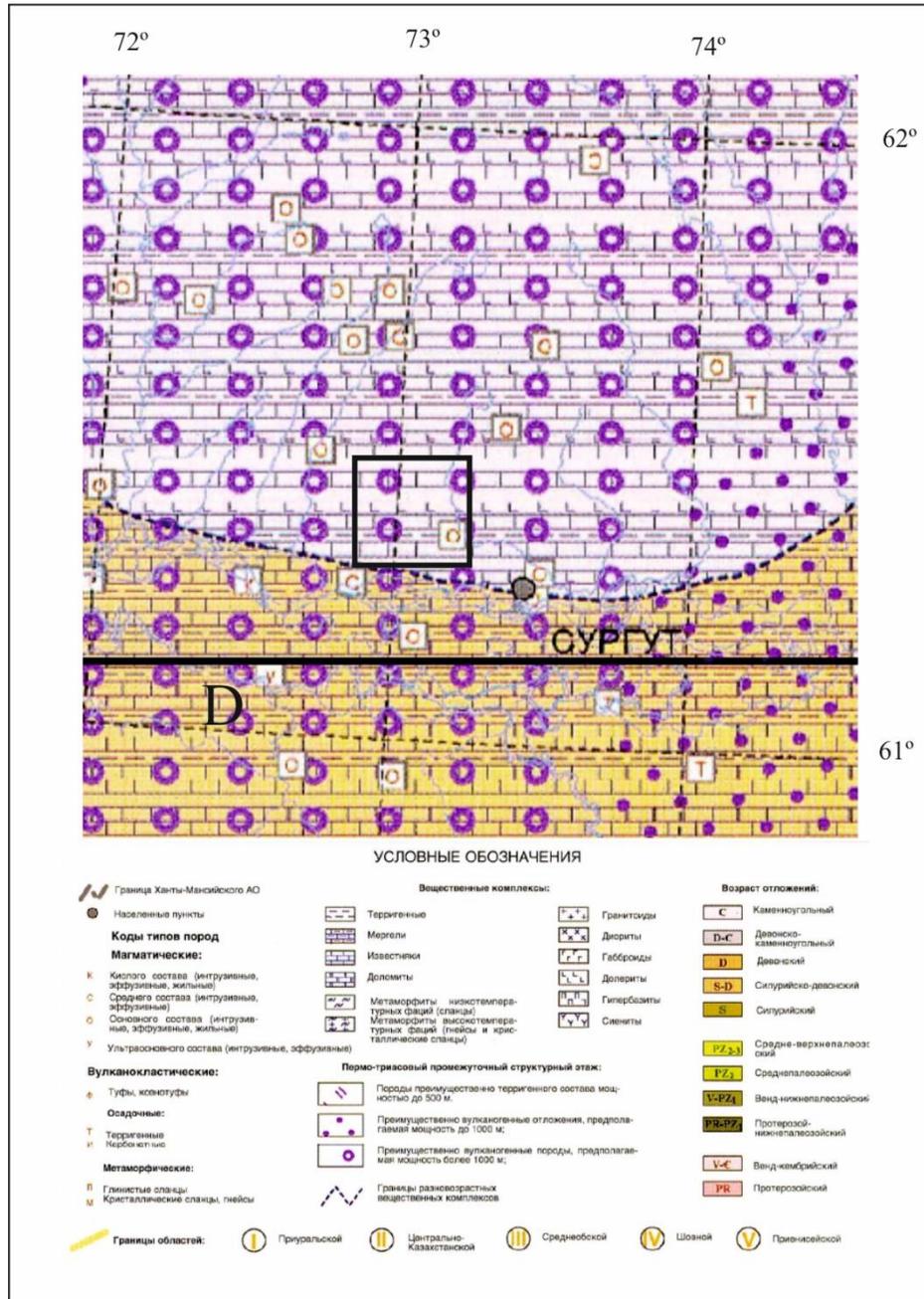


Рисунок 4 – Положение района исследований на схеме распространения доюрских вещественных комплексов [2]

Васюганская свита (J₂kl-ox) представлена двумя подсвитами.

Нижняя сложена аргиллитами темно-серыми, известковистыми, переходящих в известняк. Верхняя подсвита сложена алевролитами и песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов. Песчаники васюганской свиты регионально нефтеносны, к ним приурочен горизонт ЮС₁. Толщина свиты варьируется от 50 до 80 м, увеличиваясь с запада на восток.

Георгиевская свита (J₃km) представлена темно-серыми слабо битуминозными

аргиллитами, с прослоями алевролита и песчаника, с многочисленными включениями пирита и сидерита. Аргиллиты плотные, крепкие. Толщина свиты изменяется от 1 до 10 м.

Баженовская свита (J_{3v}) представлена переслаиванием аргиллитов черных, с аргиллитами битуминозными с коричневым оттенком, встречаются включения пирита, углистый детрит, углистые остатки. В аргиллитах отмечаются прослои и линзы алевролитов светло-серых, слюдистых, крепкоцементированных, с раковистым изломом, к которым приурочен горизонт ЮС₀. Возраст аргиллитов баженовской свиты – волжский определен по палеонтологическим данным. Толщина свиты составляет 17-26 м, на некоторых участках (скважины 39р, 51р, 57р) она сокращается до 4-6 м.

Отражающий сейсмический горизонт Б приурочен к подошве баженовских аргиллитов.

Меловая система (К)

Сортымская свита (K_{1br-v}) согласно залегает на аргиллитах баженовской свиты и представляет собой толщу песчано-глинистых отложений, в нижней части преимущественно глинистую, а в верхней части, – переслаивание песчаников и алевролитов. В основании свиты выделяется глинистая подачимовская пачка толщиной до 25 м, сложенная темно-серыми, почти черными аргиллитами плотными.

Выше залегает ачимовская толща толщиной 80 м, представленная чередованием песчаников светло-серого и серого цвета и крупнозернистого алевролита и аргиллита. Аргиллиты содержат до 20%, иногда больше, алевролитового материала. Песчаные пласты, по наличию которых выделяется ачимовская толща, не выдержаны по простиранию, появление их не контролируется структурным планом. Толщина сортымской свиты достигает 433 м.

Усть-балыкская свита (K₁) представлена двумя подсвитами: нижней, объединяющей песчаные пласты от БС₇ до БС₉, и верхней, в которой выделяются пласты БС₁-БС₆. Между подсвитами выделяется сармановская пачка (которая является зональным репером Широкого Приобья), в основном, глинистая, глины аргиллитоподобные от серых до темно-серых. В верхней части сармановская пачка опесчанивается.

Усть-балыкская свита представляет собой переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин толщиной до 240 м. В верхней части усть-балыкской свиты залегает пимская пачка, представленная темно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами. Её толщина варьируется от 23 до 30 м.

Сангопайская свита (K_{IV-g-b}) представлена песчаниками серыми, мелко- и среднезернистыми с включениями и намывами на плоскостях наслоения углистого и

растительного детрита, участки глинистого сидерита объединяют песчаные пласты АС₄-АС₁₂. Толщина свиты достигает 130 м.

Алымская свита (K_{1ar}). Литологически представлена глинами и аргиллитами темно-серыми, почти черными с тонкими прослойками алевролитов, плотными, с неровным изломом, слюдистыми. Толщина свиты достигает 142 м.

Покурская свита (K_{2ap-al-sm}) завершает разрез нижнего мела. Нижняя и средняя посвиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелко- и среднезернистыми, переслаивающимися с алевролитами и глинами. Алевролиты серые, слюдистые. Глины темно-серые и даже черные, слюдистые, алевритистые. Верхняя сеноманская часть сложена переслаиванием песков, алевролитов и глин. Характерной чертой является наличие включений янтаря и слабо уплотненность пород по сравнению с нижезалегающими.

Кузнецовскую свиту (K_{2t}) слагают глины серые, алевритистые с редкими включениями зерен глауконита. Алевролиты глауконитовые с прослоями глин. Толщина свиты изменяется от 15 до 20 м. К подошве свиты приурочен сейсмический горизонт Г.

Березовская свита (K_{2t-cn-st-cp}) состоит из двух подсвит. Нижняя сложена преимущественно опоками и глинами. Глины темно-серые, прослоями до черных, плотные, алевритистые.

Верхняя подсвита березовской свиты сложена светлыми зеленовато-серыми глинами с редкими прослоями опок и опоквидных глин. Толщина свиты достигает 130 м.

Отражающий горизонт Г фиксирует границу тонкослоистой песчано-алевролитовой пачки сеномана (уватская свита), трансгрессивно перекрываемой тонкоотмученными глинами турона (кузнецовская свита). Сейсмостратиграфический комплекс Г включает в себя березовскую свиту (коньяк – сантон), переходящую в кузнецовскую.

Ганькинская свита (K_{2st-ms-d}) завершает разрез меловой системы. Свита сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми. В породах встречаются зерна глауконита. Толщина свиты изменяется от 80 до 100 м.

Кайнозойская эратема (KZ)

Палеогеновая система (P)

В составе палеогеновой системы в рассматриваемом районе выделяются морские осадки *талицкой*(P₁), *люлинворской*(P₂¹-P₁³) и *тавдинской*(P₂³-P₃¹) и континентальные отложения *атлымской*(P₃¹), *новомихайловской*(P₃²) и *туртасской свит*(P₃³). Общая толщина составляет 750-790 м.

Для *четвертичных отложений (Q)* характерны аллювиальные и озерно-аллювиальные пески, супеси и суглинки, глины. Толщина 15-30 м [3]. Несогласное залегание четвертичных

отложений на палеогене объясняется отсутствием неогена.

2.2 Тектоника

Согласно тектоническому строению фундамента [4], Западно-Сургутское месторождение находится в районе Сургутско-Пурпейского антиклинория и области позднегерцинской складчатости. По территории исследования пересекается разломом юго-восточного направления, разграничивающий структурно-формационные зоны, а также находится ядро антиклинория, сложенного байкальскими складчатыми комплексами. На месторождении имеются группы скважин, вскрывших фундамент (рис.5).

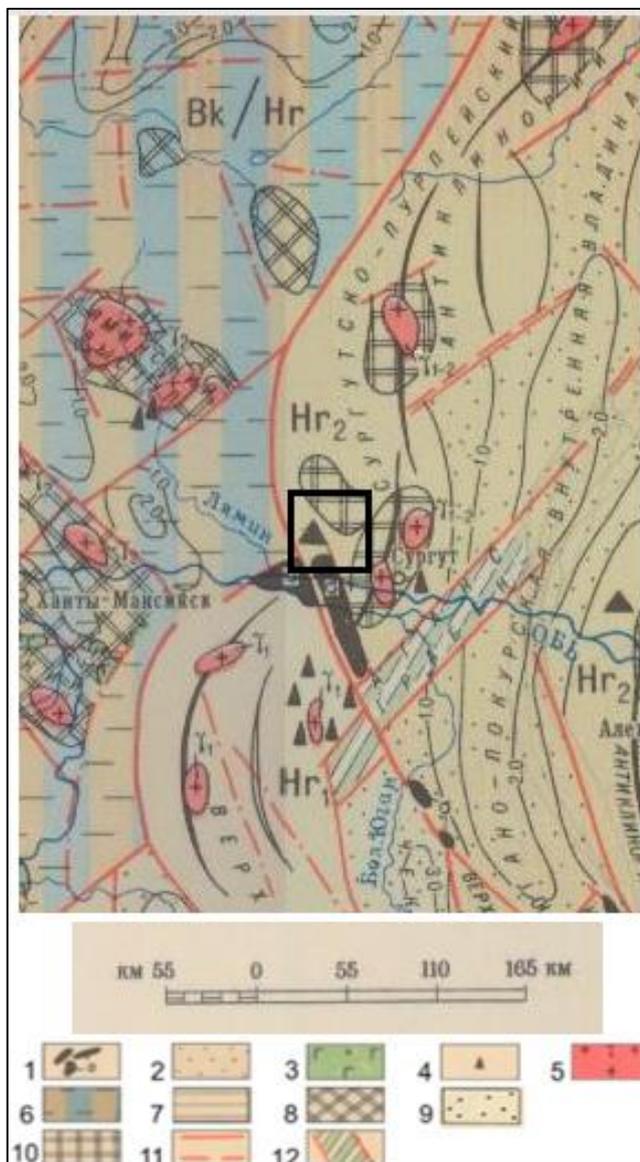


Рисунок 5 - Положение района исследований на фрагменте тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты и её обрамления [4]: 1 – интрузивные тела ультраосновного состава; 2 – протоорогенные прогибы и внутренние впадины; 3 – интрузивные тела основного

состава; 4 – скважины, вскрывшие фундамент; 5 – интрузивные тела кислого и среднего состава; 6 – полуплатформенные чехлы массивов и складчатые покровы районов ранней консолидации; 7 – внутренние зоны краевых прогибов; 8 – выступы-горсты байкалид; 9 – дейтроорогенные впадины и прогибы; 10 – ядра антиклинорий байкальской складчатости; 11 – глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы; 12 – раннемезозойские грабен-рифты. Синим контуром показано положение исследуемого участка

По тектоническому строению осадочного чехла Западно-Сургутское месторождение связано с моноклиной, погружающейся с северо-запада на юго-восток в направлении Ярсомовского прогиба, в зоне сочленения Сургутского и Нижневартовского сводов (рис.6). На южном погружении моноклинали выделяются зона, осложненная небольшими локальными куполами, к которым приурочено Западно-Сургутское нефтяное месторождение [1]. Общее направление погружения моноклинали выдержано по всему разрезу осадочного чехла с северо-запада на юго-восток. Амплитуда погружения по поверхности тюменской свиты составляет порядка 450 м, угол наклона оси 30° .

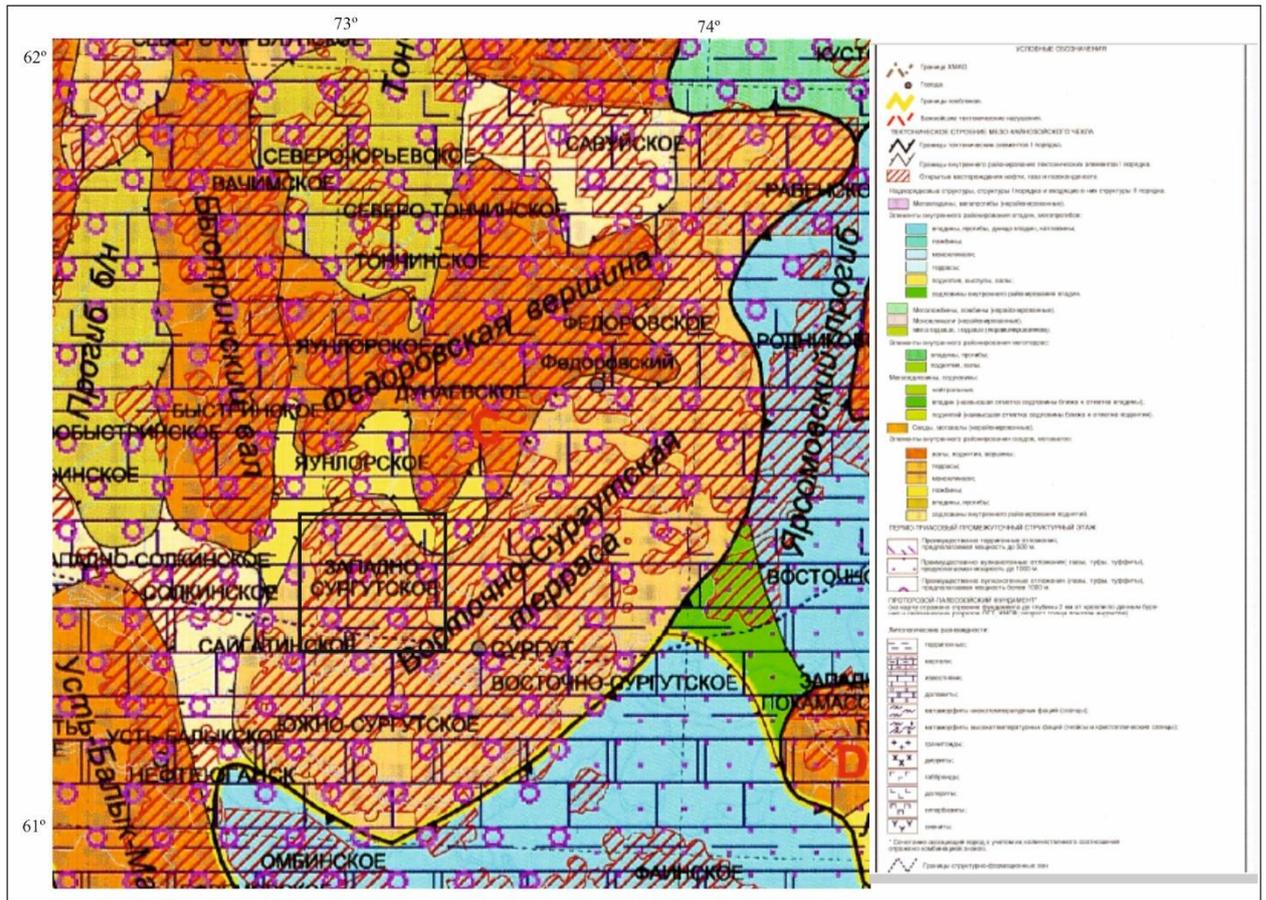


Рисунок 6 – Положение района исследований на фрагменте Тектонической карты осадочного чехла Западно-Сибирской плиты [2].

Моноклираль осложнена несколькими структурными элементами как положительного, так и отрицательного характера. Выделяется куполовидное поднятие в районе скважины 53р. Это поднятие имеет линейно-вытянутую форму в меридиональном направлении.



Рисунок 8 – Положение района исследований на карте нефтегеологического районирования Ханты-Мансийского автономного округа [2]

В таблице 2 показаны основные характеристики и типы залежей на месторождении.

Залежь, приуроченная к пласту ЮС₂ тюменской свиты, имеет региональный характер распространения. Дебиты нефти изменяются от 0,19 до 46,08 м³/сут.

Залежь в пласте ЮС₁ васюганской свиты – пластово-сводовая, с размерами 1 x 1,2 км. При испытании пласта в скважине 915р в интервале 2686,2-2692,2 м была получена нефть с

водой, соответственно, дебитами 15,6 и 1,4 м³/сут. При испытании пласта в скважине 918р в интервале 2659,0-2665,2 м была получена нефть дебитом 7,3 м³/сут при $H_{дин}=726м$.

Таблица 2 – Характеристика залежей нефти Западно-Сургутского месторождения [7].

Индекс пласта	Залежь	ВНК	Размеры залежи, км	Высота залежи, м	Тип залежи, м
АС9		1872	1.2-0.7	6	пластово-сводовая, водоплавающая
БС1(1)	1	2009.2	22.0-9.5	50	пластово-сводовая, водоплавающая
	2	2022.1	1.6-1.0	8.6	пластово-сводовая
БС1(2)	1	2009.2	13.0-6.0	43	структурно-литологическая
БС2+3	1	2009.2	10.5-5.8	39	пластово-сводовая
	2	2009.2	2.9-1.4	7.2	пластово-сводовая, водоплавающая
БС4		2009.2	2.0-1.8	9	пластово-сводовая, водоплавающая
БС10	основная	2280.0-2308.0	27.2-12.3	до 105.0	пластово-сводовая, структурно-литологическая
	р-он 304р	2255.6	3.2x3.6	41	пластово-сводовая, структурно-литологическая
БС11	р-он 39р, уч-к 1		9.0x7.3		структурно-литологическая
	р-он 39р, уч-к 2		5.5x3.0		структурно-литологическая
	р-он 104	2287.0-2298.0	2.2x1.5	35	пластово-сводовая, структурно-литологическая
БС12	р-он 289р, уч-к 1	2377.8	1.2x0.5	16.8	пластово-сводовая, структурно-литологическая
	р-он 289р, уч-к 2	2342.2	1.0x1.0	15	пластово-сводовая, структурно-литологическая
ЮС1	1	2691	1.0x1.2	26	пластово-сводовая
	2	2704.9	2.9x1.0	13.4	пластово-сводовая
ЮС2		-	11.8x12.9	-	литолого-стратиграфическая

По пласту БС₁₂ эффективная толщина изменяется в диапазоне от 1,0 до 9,2 м. С запада, севера и востока оба участка ограничены зоной неколлектора. Высота залежи для участка 1 составила 16,8 м, на участке 2 – 15м. Размеры залежей, приуроченных к участкам, - 1,2*0,5 км и 1,0*1,0км, соответственно.

По пласту БС₁₁ сортымской свиты выявлено две нефтенасыщенные залежи. Нефтенасыщенные толщи в залежи 1 изменяются от 0,4м и 8,3м. Нефтенасыщенные толщины в залежи 2 изменяются от 1,4 м до 11,8 м.

Залежи пласта БС₁₀. В пласте выявлено две залежи – основная залежь района разведочной скважины 304. Основная залежь практически полностью разбурена по эксплуатационной сетке. С востока залежь ограничена зоной неколлектора. ВНК в залежи принят на отметке -2255,6 (по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 304р).

Пласты BC_1 - BC_4 выделены в усть-балыкской свите. Они представляют собой единую гидродинамическую систему и заключенные в ней залежи имеют общий уровень ВНК (рис.9). Средняя отметка ВНК была обоснована на а.о. минус 2014м при колебании отметок ВНК по вертикальным скважинам от минус 2008,5 до минус 2019,7 м. ВНК непосредственно в коллекторе вскрыт в 234 скважинах.

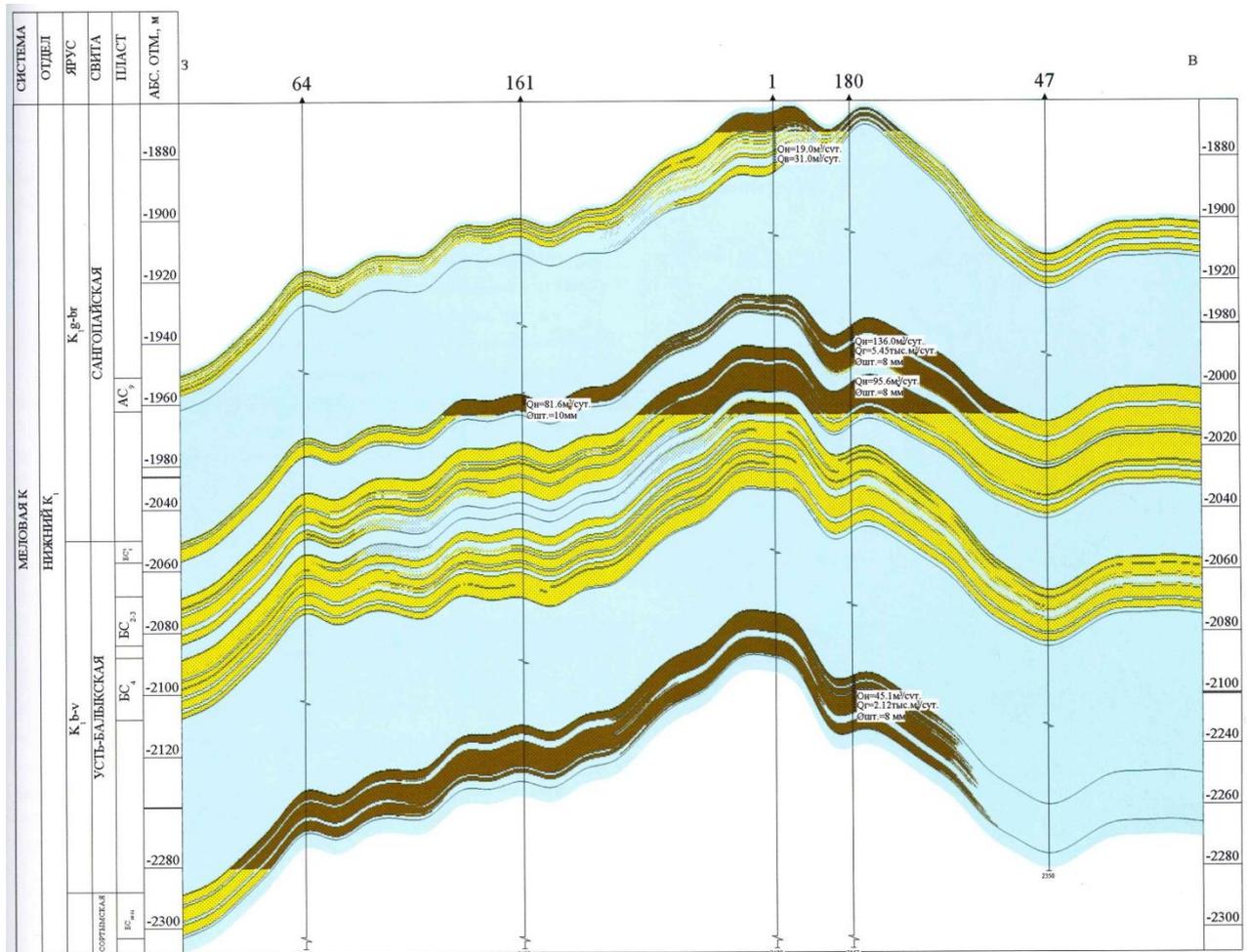


Рисунок 9 – Геологический разрез нижнемеловых отложений Западно-Сургутского месторождения

Залесь пласта AC_9 сангопайской свиты расположена в центральной части структуры. Нефтенасыщенный коллектор вскрыт семью скважинами, все скважины вскрыли водоплавающую зону. В скважине 1 при опробовании интервала 1937-1942 м (а.о. -1865,4 – 1870,4 м) получен дебит нефти $19,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ и воды $31,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ [3].

2.4. Петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства нефтегазоносных комплексов

Вскрываемый скважинами разрез представлен в основном терригенными разностями с различными значениями плотности (табл.3). От плотностных свойств горных пород зависит скорость распространения в них продольных волн.

Таблица 3 – Петрофизическая характеристика разреза по плотности [8]

Порода	Пределы изменения плотности, г/см ³	Наиболее часто встречающиеся, г/см ³	Пределы изменения скорости продольных волн, км/сек
Глина	1,2 – 2,4	-	0,3 – 3,0
Аргиллит	1,7 – 2,9	2,3 – 2,4	0,9 – 4,5
Алевролит	1,8 – 2,8	2,3 – 2,5	0,8 – 4,0
Песок	1,3 – 2,0	1,5 – 1,7	0,3 – 1,5
Песчаник	2,0 – 2,9	2,5 – 2,6	0,8 – 4,5

К электрическим свойствам горных пород относятся удельное электрическое сопротивление (УЭС) или удельная проводимость, и диффузионно-адсорбционная активность (ДАА). В представленном разрезе наибольшими значениями УЭС характеризуются угли (до 300 Ом*м) и битуминозные аргиллиты (60-200 Ом*м), а наименьшими глины (2-10 Ом*м). Удельное электрическое сопротивление горных пород зависит от пористости, от степени и характера насыщения, степени минерализации вод. Характеристика пород по электрическим свойствам приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Петрофизическая характеристика разреза (УЭС) [8]

Порода	Удельное электрическое сопротивление, Ом*м
Глина	2 – 10
Аргиллит	2 – 10
Алевролит	15 – 20
Песчаник	10 – 50

Естественная радиоактивность горных пород зависит от присутствия в их составе радиоактивных элементов, накопление которых происходит вследствие способности глины к адсорбции. Поэтому радиоактивность глинистых горных пород повышена (до 30 мкР/час). Более низкими значениями естественной радиоактивности характеризуются песчаники (до 15 мкР/час), на основании чего можно сделать вывод о целесообразности применения метода гамма каротажа (ГК) с целью изучения данного разреза.

Собственные петрофизические зависимости взяты из отчета ТО СургутНИПИнефть «Пересчет запасов Западно-Сургутского месторождения» [9].

Фильтрационно-емкостные свойства меловых и юрских коллекторов на Западно-Сургутском месторождении представлены в таблицах 5 и 6 соответственно.

Таблица 6 – Фильтрационно-емкостные свойства юрских коллекторов на Западно-Сургутском месторождении [9]

время действия	Пласты	Характер насыщения		К _п		К _{пр}		К _н
		Критерий коллектора	Характер насыщения	по ПС, Клэф	по ГК, ГГКП, АК	по ПС, Клэф	по ГК	
с 10.03.10г по н.в.	ЮС2	К _п ^{кп} =14.0	ρ _п ^{кп} =6,5+2,5*α _{гк}	10*α _{пс} + 10 (при отсутствии ГК)	К _п =6.1+14*(1-ΔJ _{гк}) (при отсутствии ПС и брать ΔJ _{гк} ≤ 0,45)	основная формула по определению К _п		P _п =1,9*К _п ^{-1,42} К _в =P _н ^{-0,59} ρ _в =0,16 при M=17.6г/л и t=80°С
	ЮС2/1	α _{пс} ≥ 0,12 (Для коллекторов со слоистым типом глинистости. Располож, в осн, в кровле ЮС2)						
		ΔJ _{гк} ≤ 0,3	(п/з, 1996г, 2008г)	(ГТП-1, 1999г)	3.21*α _{гк} +5.58*α _{гк} ² -5.76*α _{гк} ³)*α _{пс}			
	ЮС2/2	α _{пс} ≥ 0,4		К _п ² =(АК-180)/0.175*				
		Опорный в пл.ЮС1 или ЮС3 (по ПС и ГК)		*((α _{пс} -0.05) ^{-0.5})	IgК _{пр} =0.1758*Клэф-0.5855(ГО, 2015г.)			

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В пределах Западно-Сургутского месторождения пробурено несколько десятков поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. В результате проведения геофизического комплекса исследований была выполнена посевная разбивка вскрытых разрезов в глубоких скважинах (табл.7).

Анализ основных результатов геофизических исследований проведен по скважинам № 161, 180, 937, 1358, как наиболее представительным скважинам на этой территории.

Таблица 7 – Посевная разбивка глубоких скважин Западно-Сургутского месторождения [10]

Номер скважины (альтитуда устья, м)	161 (69,9)	180 (64,9)	937 (64)
Стратиграфическая разбивка	Глубина залегания, м		
Ганькинская (K_2m)	736	730	736
Березовская ($K_2cp-s-ср$)	796	789	796
Кузнецовская (K_2t)	912	905	917
Покурская ($K_{1a-a}-K_2c$)	941	936	947
Алымская (K_{1a_1})	1773	1752	1766
Сангопайская ($K g -K_{1br}$)	1884	1865	1880
Усть-Балыкская ($K_{1v}-K_{1g}$)	2048	2026	2045
Сортымская ($K_{1b}-K_{1v}$)	2263	2246	2264
Баженовская (J_{3v})			2658
Георгиевская (J_{3km})			2679
Васюганская (J_{3o})			2681
Тюменская ($J_{2a-b-bt}$)			2730
Забой скважины	2400	2463	3092

Комплекс методов ГИС, который использовался для решения геологических задач в данных скважин следующий: КС, БК, ПС, ИК, ГК, ННКт, АК и ВИКИЗ.

В открытом стволе скважины № 1358 (забой – 2480.0 м) Западно-Сургутского месторождения в интервале 2290 - 2480 м выполнен комплекс окончательного каротажа ГИС в сборке на усиленном кабеле. Подробно объем выполненных исследований приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Выполненный комплекс ГИС в скважине 1358

Наименование метода	Масштаб по глубине	Выполненный комплекс исследований	Тип и номер прибора	Оценка качества замера
ПС	1:200	2290.0-2480.0	ИКН-М2(ПС) №7	Хорошо
ИК (ВИКИЗ)	1:200	2290.0-2480.0	ИКН-М2 №4	Хорошо
БК	1:200	2290.0-2480.0	LLT-M3 №1	Удовл.
РК(ННК-Т, ГК)	1:200	2290.0-2480.0	ТЛМ2-М2 №33 2ННК2-М2 №23	Хорошо
АК	1:200	2290.0-2480.0	АК2-М2 №10	Хорошо
Кавернометрия	1:200	2290.0-2480.0	КП-М2 №22	Хорошо
ГТК-п	1:200	2290.0-2480.0	СП2-М2 №23	Хорошо
Инклинометрия	Шаг 10м	2290.0-2480.0	НИ-М3 №1	Хорошо

Все исследования проведены в полном объеме и с хорошим качеством, что позволило решить основные геологические задачи:

- литологическое расчленение разреза скважины;
- выделение пластов-коллекторов;
- определение ФЕС коллекторов;
- контроль за расположением траектории ствола скважины в пространстве.

В разрезах данных скважин глины отличаются положительной аномалией по ПС, высокими значениями естественной радиоактивности и более низкими значениями электропроводности по кривой ИК. Наблюдается уменьшение значений по ННКт, относительно более высоких значений по ННКт для песчаников. По данным ВИКИЗ глины показывают низкие значения в верхних и средних частях разрезов, а нижних – показания становятся чуть выше. Кривая НКТ относительно глин: в верхней и средней части разреза аномалии НКТ напротив глинистых пластов отличаются более низкими значениями в сравнении с нижележащими глинистыми пластами. Иными словами верхние глины более водородосодержащие. Помимо этого для более глубоких образований разреза кривая НКТ для глин отличается своей неоднородностью и изрезанностью.

Песчаники выделяются отрицательной аномалией по кривой ПС, пониженными значениями по ННКт, по кривой ГК имеют отрицательную аномалию. По кривой КС значения значительно увеличивается, по НКТ – увеличивается, и как описано выше, в нижней части разреза значения становятся более неоднородными.

Плотные прослои в разрезе выделяются высокими значениями и расхождениями зондов ВИКИЗ, в также высокими значениями КС, НКТ и ИК, общая радиоактивность понижается.

Используемый комплекс геофизических исследований на Западно-Сургутском месторождении позволил выделить в разрезе следующие пласты-коллекторы: пласт БС₁,

БС₂₊₃, БС₄ (усть-балыкская свита), БС₁₀₊₁₁ (сортымская свита).

Интервалы по данным ГИС в рассмотренных скважинах были рекомендованы к испытанию на приток (табл. 11).

Таблица 9 – Рекомендованные интервалы к испытанию на приток по данным ГИС и полученные результаты

№ п/п	Интервал пласта, м	Стратиграфическая привязка (свита)	Индекс пласта	Краткая литолого-геофизическая характеристика и предполагаемый характер насыщения	Результаты при испытании
1	2	3	4	5	6
1	2098,2-2116,3	Усть-балыкская (K _I)	БС ₁	Чередование плотных прослоев, глин и песчаников. Мощность проницаемых пропластков 0,4-0,6 м; рп=6,1-7,7 Ом·м. Рекомендуется к испытанию для выяснения характера насыщения.	Q _в = 9,2 м ³ /сут
2	2132,0-2163,8		БС ₂₊₃	Глина, плотные прослои и песчаники. Мощность проницаемых пропластков – от 1,1 до 2 м; рп=3,5-7,9 Ом·м. Рекомендуется к испытанию для выяснения характера насыщения.	Q _в = 53,7 м ³ /сут
3	2185,9-2242,4		БС ₄	Мощность проницаемых пластов от 0,4 до 1,2 м рп=7,0-14,5 Ом·м. Рекомендуется к испытанию как, возможно, нефтенасыщенный.	Q _н = 4,9 м ³ /сут
4				Мощность проницаемого пласта от 0,7 м рп=7 Ом·м. Рекомендуется к испытанию как, возможно, нефтенасыщенный.	Q _{в+н} = 1,7 м ³ /сут
5	2270,1-2340,3	Сортымская (K _{Ib} -K _{Iv})	БС ₁₀₊₁₁	Глина, песчаники. Мощность проницаемых пластов от 0,3 до 3,1 м рп=5,3-26,9 Ом·м. Рекомендуется к испытанию как, возможно, нефтенасыщенный.	Q _н = 26,1 м ³ /сут

2 объекта были рекомендованы к испытанию для выяснения характера насыщения и 3 объекта, как возможно, нефтенасыщенные. Два объекта, рекомендованные для выяснения характера насыщения, оказались водоносными. Из числа объектов, рекомендованных как возможно продуктивные, в двух объектах при испытании получены притоки нефти, ещё в одном – вода с пленкой нефти.

Рекомендованные геофизиками интервалы к испытанию на приток в скважинах Западно-Сургутского месторождения получили подтверждение прогнозов, что составило 60 %.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

На запроектированном участке работ, перед ГИС стоят задачи:

- литологическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение коллекторов;
- оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств;
- определение положения межфлюидных контактов.

4.2 Обоснование объекта исследования

На Западно-Сургутском месторождении основным промысловым объектом является пласт BC_{10+11} . По пласту BC_{10-11} выявлена нефтенасыщенная залежь, которая представлена песчаными линзами, залегающими среди обширных зон неколектора.

Залежь пласта BC_{10-11} оконтурена на а.о. -2188-2293 м (рис.11). При испытании пласта в скважине-первооткрывательнице 160 в интервале а.о. -2259.4-2264.4 м получен приток нефти дебитом 29.2 м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 0,8 до 22,4 м. ВНК в залежи наклонный с севера на юг с а.о. -2280 до а.о. -2293 м. Залежь литологически экранированная. Размеры её составляют 27,8*17,3 м. Высота 71-92 м. На востоке залежь выклинивается. С северо- и юго-западе залежь контролируется скважинами, вскрывшими водо насыщенный с кровли пласт.

Основным вопросом проектирования является уточнение положения водонефтяного контакта в залежи пласта BC_{10+11} на Западно-Сургутском месторождении, которое позволит прирастить запасы месторождения и перевести их в категорию C_1 .

Используя карту залежи пласта BC_{10+11} мы закладываем проектную скважину 64по в западной её части, для уточнения ВНК (рис.10).

Скважина закладывается в 8 км на северо-запад от скважины 64 с проектной глубиной 2310 м с забоем в сортымской свите (рис.11).

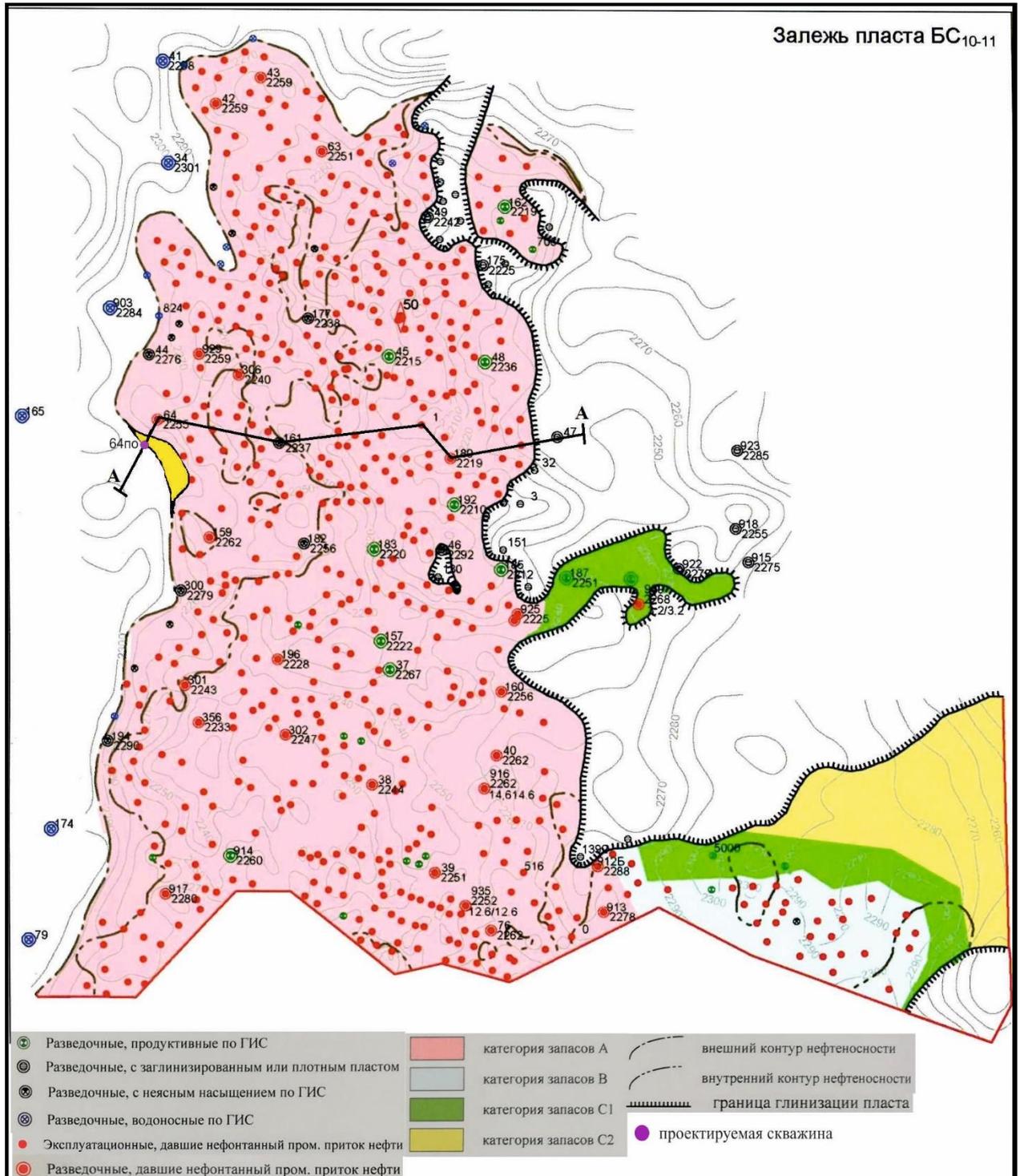


Рисунок 10 – Залежь пласта БС₁₀₊₁₁[11]

Черным цветом проведена линия разреза АА по скважинам 64-161-1-180

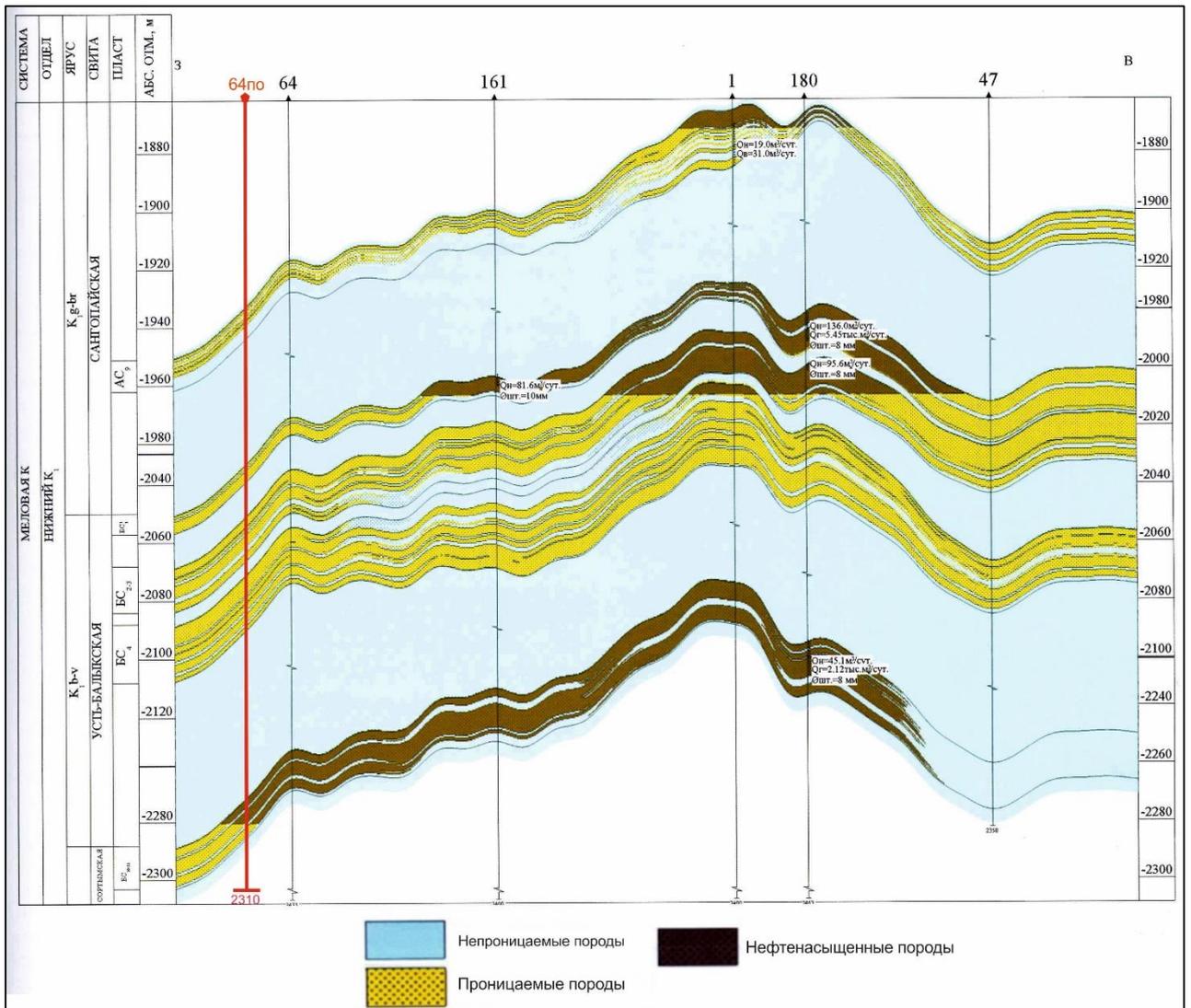


Рисунок 11 – Разрез по линии скважин 64-161-1-180. Красным показано положение проектной скважины

В скважине предполагается следующая литолого-стратиграфическая разбивка (табл.10).

Таблица 10 – Литолого-стратиграфическая разбивка в проектной скважине

Номер скважины (альтитуда устья, м)	64по (65)
Посвитная стратиграфическая разбивка	Глубина залегания, м
Ганькинская (K_2m)	735
Березовская ($K_2sp-s-cr$)	810
Кузнецовская (K_2t)	920
Покурская (K_1a-a-K_2c)	950
Алымская (K_1a_1)	1800
Сангопайская ($K_g - K_1br$)	1960
Усть-Балыкская (K_1v-K_1g)	2048
Сортинская (K_1b-K_1v)	2270
Забой	2310

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Проектным объектом является пласт БС₁₀₊₁₁ сортымской свиты. Объект представляет собой переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов, глин. Покрышкой для продуктивного пласта является вышелегающая чеускинская пачка глин темно-серых, аргиллитоподобных, слабоалевритистых с прослоями алевролитов.

Данные литологического строения разреза и соответствующие литологическим единицам геофизические аномалии составляют физико-геологическую модель продуктивной пласта разреза БС₁₀₊₁₁ Западно-Сургутского месторождения (рис. 12).

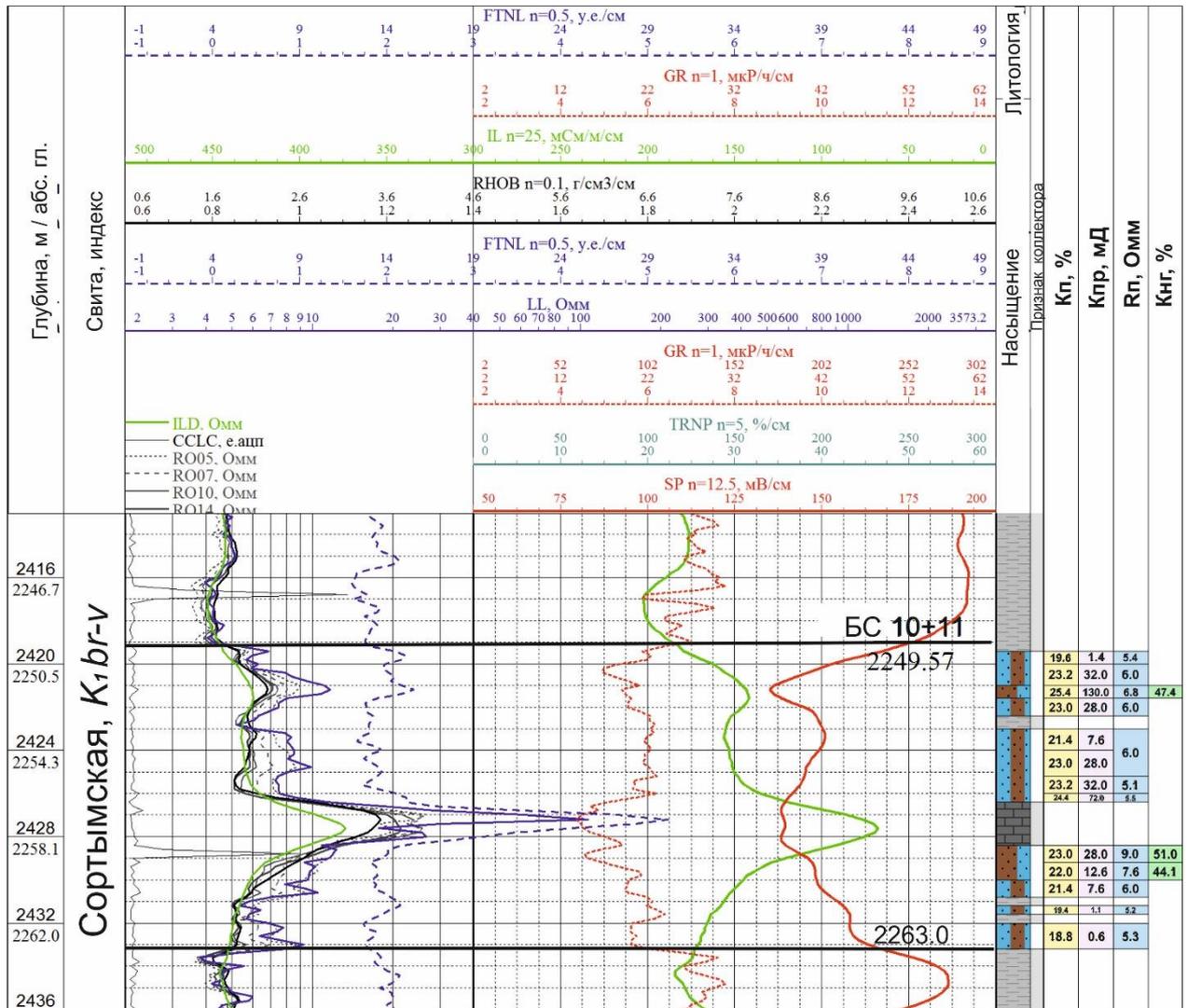


Рисунок 12 – Физико-геологическая модель резервуара пласта БС₁₀₋₁₁ на Западно-Сургутском месторождении

На диаграммах ПС песчаники выделяются отрицательными аномалиями, а по ГК – низкими значениями естественной радиоактивности. Глинистые породы фиксируются по высоким значениям ГК и ПС. Алевролиты имеют выраженные экстремальные показания на кривых ПС, ГК и НГК.

Исследуемый пласт B_{10+11} залегает в интервале а.о. минус 2249,75-2263,0. Кажущееся сопротивление по боковому каротажу изменяется в пределах от 4 до 100 (Ом*м). В интервале 2420-2423,5 м, значение сопротивления достигает 10 Ом*м, что соответствует песчанику, насыщенному водой с нефтью. Наибольшая положительная аномалия наблюдается против плотного прослоя в интервале 2426,5- 2428,5 м. Значения ρ_k изменяются от 2 Ом*м в песчанике до 20 Ом*м в плотных прослоях. По кривой метода ПС наблюдаются значения от 110 мВ/см в песчаном коллекторе до 200 мВ/см в глинах. Кажущаяся проводимость по индукционному каротажу меняется в пределах от 70 мСм/м/см в глинах и плотных прослоях до 400 мСм/м/см в песчаниках. Аномальные значения гамма-каротажа до 36 мкр/час соответствуют глинистым пачкам.

Рассмотренные с помощью физико-геологической модели геофизические методы исследования необходимы для выполнения поставленных задач на запроектированном участке.

В условиях простого терригенного разреза *литолого-стратиграфическое расчленение* решается простым стандартным комплексом [12]. В него входят: электрические методы с гальваническим контактом, индукционные электрические методы (БЭЗ, БК, ИК) и ВИКИЗ (для скважин с высокоомным буровым раствором), радиоактивные (ГК и НКТ(НГК)) и акустические методы.

Выделение пластов-коллекторов осуществляется по прямым качественным признакам с использованием данных кавернометрии, ПС, ВИКИЗ, БК.

Определение характера насыщения коллекторов осуществляется методами БК; ИК.

Для определения ФЕС, таких как пористость, проницаемость, глинистость коллекторов рекомендуется использовать методы ПС; ГК; ИК; НГК.

Таким образом, для выполнения поставленных задач нам необходим следующий комплекс геофизических методов: КС; ПС; БКЗ; БК; МКЗ; ИК(ВИКИЗ); ГК; ННК-Т; АК; Кавернометрия; Инклинометрия.

Электрический метод (КС) является основным методом электрического каротажа скважин. Основа данного метода является различное удельное электрическое сопротивление ГП и флюида.

Измерения кажущегося удельного сопротивления (ρ_k) производят с помощью зонда, который спускают в скважину на геофизическом кабеле. В состав зонда входят: два сближенных электрода; один удаленный электрод. Четвертый электрод заземляется на поверхности. Через питающие электроды проходит электрический ток. Два других приемных электрода измеряют разность потенциалов ΔU . Если поддерживать постоянную силу тока I и использовать постоянный коэффициент зонда K , который зависит от его размера и типа, то регистрируемое ΔU будет пропорционально кажущемуся удельному сопротивлению: $\rho_k = (K \cdot \Delta U) / I$.

Метод потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС). Основан данный метод на изучении естественного электрического поля в скважинах. Появление данного поля связано с физическими и химическими процессами. Данные процессы происходят на поверхности раздела скважина-порода и между пластами, которые различаются по литологии. Потенциалы собственной поляризации пород обусловлены диффузией солей из пластовых вод в промысловую жидкость и наоборот; адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горной породы. По данным ПС в общем случае, песчаники и алевролиты будут легко отличаться от глин отрицательными значениями $U_{пс}$ (рис.13).

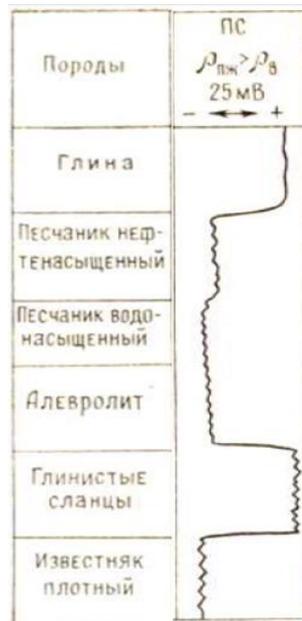


Рисунок 13 – Поведение кривой аномалии ПС [13]

Боковой каротаж (БК). Чтобы выделить маломощные пласты-коллекторы используют данный метод. Так же этот каротаж решает задачу определения удельного сопротивления и уточнения продуктивных мощностей. Большая расчленяющая способность бокового каротажа характеризуется формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют распространению тока от главного электрода по скважине

и обеспечивают направление его непосредственно в пласт, вследствие этого влияние скважины и вмещающих ГП никак не влияют на результаты измерений.

Индукционный каротаж (ИК) изучает удельную электропроводность ГП с помощью индукционных токов. Метод ИК отличается от других электрических методов, тем что, ему не требуется контакт измерительной установки с промывочной жидкостью. Это увеличивает точность метода на измерения. Метод ИК применим при исследовании пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. По кривым ИК более точно определяется положение ВНК и УЭС водоносных коллекторов низкого сопротивления.

Радиоактивный метод (ГК) основан на изучении естественной гамма активности пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма активность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов (урана, тория и изотопа калия-40). Самопроизвольный распад атомных ядер, которых, в естественных условиях, сопровождается гамма-излучением.

Показания ГК являются функцией радиоактивности пород и их плотности. При одинаковой гамма - активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими γ лучей.

На рисунке 14 показано как различные литологические разности отображаются на кривой гамма каротажа. Глины и глинистые сланцы показывают наиболее высокие значения гамма активности, а чистые песчаники и известняки характеризуются наименьшими показаниями.



Рисунок 14 – Поведение кривой ГК в терригенном разрезе [13]

Радиоактивный метод (ННК-т) основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами от ампульного источника и регистрации нейтронов по разрезу скважины, которые

в результате взаимодействия с породообразующими элементами замедлились до тепловой энергии.

Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы. Наибольшая потеря энергии нейтрона наблюдается при соударении с ядром, имеющего массу равную единице, т.е. с ядром водорода. По данным ННК-Т можно определять водородосодержание, которое напрямую связано с пористостью для пластов-коллекторов.

Кавернометрия (КВ). Метод основан на измерении фактического диаметра скважины. В разрезе с различными горными породами фактический диаметр скважины не всегда является номинальным. Диаметр может увеличиваться и также уменьшаться.

Каверномером измеряется фактический диаметр скважины. Каверномер имеет 4 рычага, которые двигаясь по скважине, прижимаются к ее стенкам. По отклонениям этих рычагов можно рассчитать диаметр скважины [14].

В таблице 11 представлен комплекс ГИС, который планируется провести в проектной скважине с целью выполнения поставленных задач.

Таблица 11 – Комплекс проектных геофизических исследований для решения поставленных задач в скважине 64а

№ пп	Название исследований	Масштаб	Интервалы исследований м
В кондукторе (открытый ствол)			
1	Стандартный каротаж	1:500	0-920
	ПС	1:500	
	ГК и НГК	1:500	
	Кавернометрия	1:500	
Каротаж в открытом стволе			
2	Стандартный каротаж	1:500	920-2310
	ПС	1:500	
	ГК и НГК	1:500	
	Кавернометрия	1:500	
3	БК, БКЗ, ИК	1:200	
Каротаж в продуктивной части разреза			
4	ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК и НКТ, МБК	1:200	2249-2263
	АК	1:200	2249-2263
	Кавернометрия	1:200	
	Микрозондирование	1:200	
Каротаж с целью определения технического состояния скважины			
5	Термометрия	1:200	920-2310
	АКЦ	1:200	0-2310
	Инклинометрия	Через 25 метров	0-2310

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проведения проектных геофизических работ

Подготовительные работы перед проведением ГИС проводят в стационарных условиях на базе геофизического предприятия (производителя работ), а затем на скважине [15].

Список работ геофизической партии включает:

- получение акт-наряда на ГИС и работы, форма и содержание которого должны быть согласованы между геофизическим предприятием и недропользователем;
- получение скважинных приборов, расходных деталей, материалов и источников радиоактивных излучений, проверку их комплектности и исправности;
- запись файлов регулярных калибровок и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

После приезда на скважину персонал каротажной партии выполняет следующие подготовительные операции:

- проверяет подготовленность бурящейся скважины к исследованиям согласно техническим условиям и подписывает акт о готовности скважины к проведению ГИС;
- проверяет правильность задания, указанного в акт-наряде;
- устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья скважины;
- устанавливает лабораторию в 5-10 м от подъемника таким образом, чтобы из ее окон и двери просматривались подъемник и устье скважины;
- производит заземление лаборатории и подъемника;
- выполняет внешние соединения лаборатории и подъемника между собой силовым и информационными кабелями;
- подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине, а при ее отсутствии — к генератору;
- заводит кабель в направляющий и подвесной ролики и устанавливает последние на свои штатные места;
- устанавливает на направляющем ролике датчик глубины, если он не установлен на консоли подъемника;
- подвешивает подвесной блок и датчик натяжения;
- подсоединяет к кабельному наконечнику первый скважинный прибор и опускает его в скважину;
- устанавливает на счетчиках регистратора нулевые показания глубин с учетом расстояния от точки отсчета глубин до скважинного прибора.

5.2 Аппаратура и условия записи

Стандартный каротаж будет проводиться в масштабе глубин 1:200, а с целью литологического расчленения геологического разреза скважины и корреляции пластов в масштабе глубин 1:500. Исследования проводятся потенциал зондом (ПЗ) А0.5М6.0N или А0.5М11.0N с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (ПС). Масштаб записи кривой сопротивления (КС) – 2,5 Ом/см, кривой ПС – 12,5 мВ/см. Скорость регистрации исследуемых параметров – 1500-2800 м/час [7].

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) будет выполнен в продуктивных интервалах комплексом подошвенных градиент-зондов размерами А0=0,45; 1,05; 2,25; 4,25; 8,25 м и кровельным градиент-зондом размером А0=2,25 м в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи кривых КС – 2,5 Ом/см, скорость регистрации – 1600-2500 м/час.

Индукционный каротаж (ИК) будет выполняться скважин (87,6%). В основном материал хорошего качества. В 4% скважин качество снижено до удовлетворительного ввиду различных причин: нестандартный масштаб записи, изрезанность кривой ИК, смещение «нуля», отсутствие записи стандарт-сигнала. Масштаб записи диаграмм ИК – 25 мСм/см; скорость регистрации – 1600-2500 м/час. Запись кривой проводимости осуществлялась зондами 4И1, 4Ф0.75, 6Ф1, 3И1.

Замеры *бокового каротажа* (БК) будет проведен в стволе скважины в интервале детального исследования продуктивных пластов в масштабе глубин 1:200; масштаб записи кривых логарифмический; скорость записи – 2000-2500 м/час. Качество материала, в основном, хорошее, диаграммы удовлетворительного качества составляют 8% от рассматриваемого объема. Характер дефектов: завышение или занижение сопротивлений, несоответствие кривой разрезу. В 14,8% скважин метод БК не проведен по различным причинам.

Микрозондирование (МЗ) будет проведено в скважине зондами: микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М в интервале детальных исследований. Запись кривых МЗ одновременная; материал хорошего качества. Масштаб записи кривых 2,5 Ом/см, скорость регистрации – 1000-1200 м/час; применяемая аппаратура МДО.

Микробоковой каротаж (МБК) будет выполнен в интервале залегания продуктивных пластов аппаратурой МБК. Масштаб записи кривых 2,5 Ом/см, скорость регистрации – 1000-1500 м/час.

Кавернометрия (ДС) проводится с целью определения диаметра скважин. Это один из методов, позволяющих качественно разделять породы на коллекторы и неколлекторы.

Кавернометрия выполняется по всему стволу в масштабе глубин 1:500, в интервалах

проведения БКЗ – в масштабе 1:200. Масштаб записи кривых – 2 см/см. Запись проводится аппаратурой КС-3 со скоростью регистрации до 2000 м/час (рис.15). В эксплуатационных скважинах невыполнение исследований каверномером связано с большими углами наклона скважин (свыше 15 градусов).



Рисунок 15 – Многоотрачажный каверномер [16]

Инклинометрия (ИС) проводится в скважине аппаратурой КИТ, ИК-2 (рис.16) с шагом измерения 20 м.

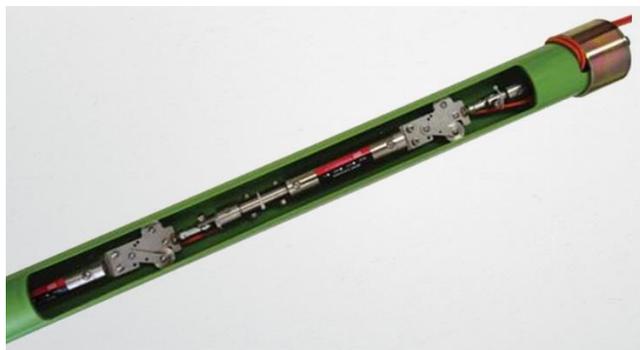


Рисунок 16 – Многооточечный скважинный инклинометр [17]

Радиоактивные методы исследования (ГК, НКТ) проводятся в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200 со скоростью 150-300 м/час; и в масштабе 1:500 со скоростью записи 500-800 м/час от продуктивных горизонтов до устья. Масштаб записи кривых ГК – 0,5-1,0 мкр/час на 1 см; кривых НКТ – 0,2 усл. ед./см.

Индикаторы ГК и НКТ – сцинтилляторы, выполненные на базе кристаллов NaI(Tl) (40x80) с фотоэлектродным множителем ФЭУ-74, или газоразрядные счетчики типа СМ-18. Мощность используемых для записи НКТ источников (Po-Be или Pu-Be) не ниже 9×10^6 н/сек. Постоянная времени интегрирующей ячейки – в диапазоне 1,5-12 сек. Материал, в основном, хорошего качества; запись кривых радиоактивного каротажа отсутствует в

скважинах 1217, 135, 34р [11].

Акустическая цементометрия (АКЦ), проводимая с целью определения качества цементационного пространства, записывается временной (T_r) и двумя амплитудными (A_k и A_p) кривыми в масштабе 1:200 и 1:500 со скоростью 1000-2000 м/час. Масштаб записи кривых T_r – 50 мкс/см, A_p и A_k – 12,5 усл.ед./см.

Акустический каротаж (АК) в открытом стволе будет выполнен в интервале проведения БКЗ в масштабе 1:200 и выше по разрезу – в масштабе 1:500 в пяти скважинах месторождения с целью получения информации о скоростной характеристике разреза и данных для определения коллекторских свойств. Скорость регистрации АК – в пределах 1200-1500 м/час; применяемая аппаратура – СПАК-2, СПАК-4, СПАК-6 (рис.17).



Рисунок 17 – Аппаратура СПАК-6 [18]

Высокочастотный индукционный каротаж проводится изопараметрическими зондами. Замеры проводились аппаратурой ВИКИЗ в интервале проведения стандартных методов ГИС. Масштаб записи кривых – 1,5 град/см.

Для проведения комплексных геофизических исследований В ПАО «Сургутнефтегаз» используется система регистрации Кедр-02С. Данная лаборатория обеспечивает прием и обработку информационных сигналов (аналоговых и цифровых), поступающих по 1-жильному или 3-жильному кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, а также от датчика глубины импульсного типа (КЕДР ДГИ-1, ЛОТ 8М и др.), датчика меток глубины (типа ДМГ-1, ДМГ-2 и др.), с коррекцией по магнитным меткам и ролику, с индикацией натяжения кабеля (от ДНК-2 или др.) [19].

5.3 Метрологическое обеспечение работ

К проведению скважинных исследований допускаются только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку. Выполнение задач по обеспечению единства и точности измерений при проведении геофизических исследований осуществляется силами Центрального геофизического цеха (ЦГЦ) и службами ремонта аппаратуры и приборов удаленных подразделений треста «Сургутнефтегеофизика». Функции базовой службы возложены на службу метрологического обеспечения геофизической аппаратуры в составе

ЦГЦ. Метрологическая служба предприятия аккредитована на право проведения проверочных и калибровочных работ.

Метрологическая служба треста располагает поверочным и испытательным оборудованием, отвечающим всем необходимым требованиям нормативных документов, регламентирующий данный вид деятельности.

Метрологическое обеспечение ГИС включает два этапа:

а) обеспечение скважинной и наземной аппаратуры, геофизических лабораторий, петрофизических приборов;

б) процесс измерения - в скважине, петрофизической лаборатории, интерпретационной партии.

Подготовка аппаратуры к эксплуатации состоит из внешнего осмотра, градуировки и поверки. Метрологическая поверка может быть выполнена только с помощью аттестованных моделей пластов или стандартных образцов.

Калибровку выполняют с использованием образцовых технических средств, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование, в соответствии с требованиями действующих стандартов на данный тип приборов и оборудования.

Периодическую калибровку выполняют с использованием калибровочных установок и оборудований, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудования [19].

Все калибровочные установки и оборудование своевременно проходит метрологическую аттестацию либо государственную проверку в Базовой лаборатории метрологии ЦБПО ПРНСиНО ОАО «Сургутнефтегаз».

Основной целью МО ГИС является повышение эффективности геолого-геофизических работ путем улучшения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах [19].

5.4 Геологическая интерпретация геофизических данных

Геофизические исследования разреза скважины выполняются с помощью различных методов и специальных приборов и оборудования. Выполняя данную работу, специалисты получают определенную информацию о литологии разреза, о расчленении горных пород и т.п. Интерпретация геофизических данных – это уточнение и объяснение полученной информации, касающейся именно геологии участка. Интерпретация данных является неотъемлемой частью геофизических исследований, поскольку многие геологические

процессы можно объяснить только после получения конкретных данных и сравнить их с установленными эталонами в том или ином районе, это позволяет сделать прогноз геологической модели местности (участка).

Интерпретацию геофизических данных выполняют с помощью компьютерных технологий (спецпрограмм). Сегодня существует достаточно компьютерных геологических программ, способных с точностью произвести расчет и вывести окончательные результаты в кратчайшие сроки. Для этого необходимо качественно и профессионально провести предварительную работу в полевых условиях для получения всех необходимых геофизических данных об участке, а также геологической информации по грунтам и другим особенностям местности исследования.

Для оперативной интерпретации геофизических данных, полученных в эксплуатационных скважинах, применяют петрофизические зависимости [15].

Комплекс петрофизических связей включает:

- связи между измеряемыми геофизическими параметрами - интервальным временем Δt , объемной плотностью σ , относительным электрическим сопротивлением R , диффузионно-адсорбционным потенциалом $A_{\text{ада}}$ — и коэффициентами общей k_p пористости пород;
- связь между коэффициентом R_n увеличения электрического сопротивления и коэффициентами k_v водонасыщенности пород;
- связь между относительной $\alpha_{\text{пс}}$ амплитудой ПС и относительными показаниями ΔJ_{γ} гамма-каротажа с коэффициентами весовой $S_{\text{гл}}$, объемной $k_{\text{гл}}$ или относительной η глинистости;
- взаимосвязи между петрофизическими величинами:

а) для определения нижнего граничного значения пористости коллекторов — связь между общей k_p , эффективной $k_p \text{ эф}$ и динамической $k_p \text{ дин}$ пористостями, где $k_p \text{ эф} = k_p (1 - k_{\text{во}})$, $k_p \text{ дин} = k_p (1 - k_{\text{во}} - k_{\text{но}})$;

б) для обоснования положений межфлюидных контактов — расчет численного значения коэффициента k_v^* критической водонасыщенности по кривым относительной фазовой проницаемости и уравнениям движения фаз при двухфазной фильтраций;

в) для определения проницаемости — построения связей между общей пористостью k_p и коэффициентами абсолютной $k_{\text{пр}}$ и эффективной $k_{\text{пр эф}}$ проницаемости, где $k_{\text{пр эф}}$ — проницаемость, определяемая на образцах зерна при наличии в поровом пространстве остаточной водонасыщенности [20].

Величина удельного электрического сопротивления определялась КИП треста «Сургутнефтегеофизика» по комплексу методов БКЗ-БК-ИК с применением программ АСОИГИС, ГИНТЕЛ или «Геопоиск». В прослоях с толщинами более 4 м удельное

электрическое сопротивление определялось по палеткам БКЗ или комплексным изорезистивным палеткам БКЗ-БК-ИК. В прослоях менее 4 м удельное электрическое сопротивление определялось по комплексным палеткам. При интерпретации диаграмм ИК проводилась увязка с кривыми БКЗ и в некоторых скважинах корректировка нулевой линии. В показания ИК вносилась поправка за скин-эффект, ограниченную толщину пласта, глубину зоны проникновения [3].

Выделение пластов-коллекторов

В разрезе скважин породы относятся к коллекторам нефти и газа, если они содержат эти флюиды и способны отдавать их при разработке. Породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов по величине проницаемости, пористости, глинистости и связанными с ними значениями геофизических параметров, отражающих эти свойства.

Критерии выделения коллекторов по кривым ГИС обосновываются по данным керна и испытаний [21]. В практике подсчета запасов применяются два основных приема выделения коллекторов по данным ГИС:

А) По качественным признакам подвижности флюида в пласте, установленным по результатам интерпретации каротажных диаграмм:

- а) сужение диаметра скважины за счет проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и образования глинистой корки на границе скважина – коллектор;
- б) наличие радиального градиента сопротивления по данным разноглубинных установок методов МЗ, БКЗ, ИК, БК;
- в) положительное приращение на диаграмме микрозондов.

Б) По количественным критериям разделения пород на коллекторы и неколлекторы с применением граничных значений геофизических параметров, определяемым также по результатам интерпретации комплекса ГИС.

В практике оперативной интерпретации и при подготовке материалов к подсчету запасов при выделении коллекторов в продуктивных отложениях пластов группы АС Западно-Сургутского месторождения использовалось критическое значение величины относительной амплитуды потенциалов собственной поляризации $\alpha_{пс}$:

$$\alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс}^{опор}}, \text{ где}$$

$\Delta U_{пс}$ – амплитуда собственных потенциалов, снятая против интерпретируемого пласта;

$\Delta U_{пс}^{опор}$ – значение ПС против опорного горизонта.

В нефтенасыщенной части коллекторов пласта БС₁₀₊₁₁ критическое значение относительного параметра $\alpha_{пс}$ принято равным 0,4 ($K_{п}^{кр}=18\%$).

Для выделения коллекторов горизонта ЮС₂ использовалось значение относительного параметра $\alpha_{\text{ПС}} \geq 0,4$.

При выделении и интерпретации коллекторов в юрских отложениях за основу принимался относительный параметр $\alpha_{\text{ГК}}$, определяемый как отношение амплитуды интенсивности показаний гамма-метода против исследуемого пласта к максимальной амплитуде интенсивности опорного горизонта, выбранного в наименее заглинизированной части разреза, $\alpha_{\text{ГК}} = 1 - \Delta J_j^{\text{иссл}} / \Delta J_j^{\text{оп}}$. Гамма каротаж обладает большей, чем метод ПС, расчленяющей по вертикали способностью, и поэтому более уверенно выделяет коллекторы в тонкослоистом разрезе. Кроме того, на показания ПС влияет не только количество, но и характер распределения глинистого материала (дисперсное распределение глинистого материала и тонкослоистое распределение), что также осложняет выделение коллекторов по кривым потенциалов спонтанной поляризации пород.

С целью обоснования количественного критерия коллектора для горизонта ЮС₂ построены дифференциальные распределения относительного параметра $\alpha_{\text{ГК}}$ путём интегрирования толщин, приходящихся на коллекторы и неколлекторы по качественным признакам (МКЗ, КВ, РК). В разрезе продуктивной толщи горизонта ЮС₂ после исключения из рассмотрения известковистых уплотненных разностей и прослоев углей доля пластов со значениями $\alpha_{\text{ГК}}$ близкими к критическому значению практически совпадает с распределением, полученным по разведочным скважинам, и не превышает 3,5%, что обуславливает достаточно высокую однозначность определения эффективных толщин коллекторов. В результате критическое значение относительного параметра $\alpha_{\text{ГК}}$ принято равным 0,45 ($K_{\text{п}} = 6.1 + 14 * (1 - \alpha_{\text{ГК}})$).

Определение характера насыщения по продуктивным пластам Западно-Сургутского месторождения производилось по данным электрометрии, с учетом результатов испытания скважин и исследований керна.

Нефтенасыщенные интервалы выделялись по данным повторных замеров радиоактивного каротажа. После предыдущего отчёта по подсчёту запасов утверждённого в 1995 году повторные замеры радиоактивного каротажа проведены в 275 скважинах. Из большого объема проведенных замеров повторного нейтронного каротажа (494 скважины) для обоснования положения ВНК в пласте БС₁₀₊₁₁ были выбраны 50 скважин. Это скважины, в которых временной интервал между фоновым и повторным замерами нейтронного каротажа оказался достаточным для расформирования зоны проникновения. Для пласта БС₁₀₊₁₁ это время составляет 15 дней и более.

Определение коллекторских свойств

Пористость пород (K_p) может быть определена как по данным лабораторных исследований керна, извлеченного из скважин, так и по данным промысловой геофизики.

Для оценки пористости пород-коллекторов Западно-Сургутского месторождения использовалась зависимость коэффициента пористости от относительного параметра потенциалов собственной поляризации. В период с 1995 по 2010 год на месторождении пробурено 21 скважина с отбором керна из продуктивных пластов БС и ЮС. Образцы керна увязаны с материалами ГИС. Полученный массив данных использовался для уточнения зависимости $K_p(\alpha_{пс})$, применявшейся далее для количественной интерпретации пластов. Для пласта БС₁₀₊₁₁ и горизонта ЮС₂ получены статистически значимые уравнения регрессии K_p на $\alpha_{пс}$ и K_p на $\alpha_{гк}$. При расчете уравнений регрессии учитывались пластопересечения с толщинами не менее 1,6 метра, представленные тремя и более определениями на метр. Тонкие пласты с толщиной менее 1,6 м и интервалы, охарактеризованные единичными образцами, из рассмотрения исключались [3].

Для пласта БС₁₀₊₁₁ при сопоставлении величин относительной амплитуды аномалии потенциалов спонтанной поляризации пород и результатов исследования керновых данных получена зависимость:

$$K_p = 0.533 * K_{пэф} + 15.751; \%$$

Поскольку в тонкослоистой части горизонта ЮС₂ кривая ПС слабо дифференцирована и литологическое расчленение более уверенно осуществляется по кривой ГК, в основу количественной оценки коэффициента пористости для горизонта ЮС₂ принята зависимость $K_p(\alpha_{гк})$:

$$K_p = 8,08 + 11,074 * \alpha_{гк} - 19,23 * \alpha_{гк}^2 + 20 * \alpha_{гк}^3 + (3,44 - 3,21 * \alpha_{гк} + 5,58 * \alpha_{гк}^2 - 5,76 * \alpha_{гк}^3) * \alpha_{пс}, \%$$

На зависимости $K_p = f(\alpha_{гк})$ и $K_p = f(\alpha_{пс})$ вынесены также данные определения пористости по кривым акустического каротажа в открытом стволе, выполненного в 5-ти скважинах.

Методика определения коэффициента пористости K_p по НКТ основана на функциональной зависимости между показаниями НКТ и суммарного водородосодержания пород.

Суммарное водородосодержание пород (w_Σ) определяется суммой объема порового пространства, заполненного нефтью или водой (K_p) и водородосодержанием глинистого цемента ($w_{гп}$) на единицу объема породы:

$$w_\Sigma = K_p + w_{гп} * K_{гп},$$

где $K_{гп}$ – объемное содержание глинистого материала,

$K_{\text{ГЛ}} * W_{\text{X СВ}} = \Delta W_{\text{ГЛ}}$ – водородосодержание твердой минеральной фазы породы,
 $W_{\text{X СВ}}$ – объемное содержание связанной воды в глинистой фракции.

С целью исключения влияния скважинных условий на регистрируемую величину при интерпретации показаний нейтронного метода параметризовались с использованием двух опорных пластов – определялся двойной разностный параметр $\Delta J_{\text{НК}} = (J_{\text{НК}}^{\text{иссл}} - J_{\text{НК}}^{\text{min}}) / (J_{\text{НК}}^{\text{max}} - J_{\text{НК}}^{\text{min}})$,

где $J_{\text{НК}}$, J_{min} , J_{max} , соответственно, показания в исследуемом пласте, в опорном пласте с минимальными и максимальными показаниями.

В качестве опорных пластов использованы следующие среды:

– *плотные известняки* с максимальными показаниями нейтронного метода. В разрезах, содержащих достаточно много плотных пластов, максимальные показания против известняков часто выдержаны по площади и соответствуют $k_{\text{п}} \approx 1-2\%$.

– *размытые глины*. Водородосодержание против мощных каверн с диаметром более 40 см, заполненных пресной промывочной жидкостью ($C_{\text{р}} < 15\text{г/л}$), принято равным 40%.

Учет влияния глинистости производился по данным ГК при допущении постоянства водородосодержания глинистого цемента. Определялся двойной разностный параметр $\Delta J_{\text{ГК}} = (J_{\text{ГК}}^{\text{иссл}} - J_{\text{ГК}}^{\text{min}}) / (J_{\text{ГК}}^{\text{max}} - J_{\text{ГК}}^{\text{min}})$, где $J_{\text{ГК}}$, J_{min} , J_{max} , соответственно, показания гамма-активности в исследуемом пласте, в опорном пласте с минимальными (чистый водоносный пласт) и максимальными показаниями (глина). В пласте БС₁₀₊₁₁ и горизонте ЮС₂ поправка за глинистость определялась по обобщенной зависимости $\Delta J_{\text{ГК}}(K_{\text{ГЛ}})$, построенной по данным В.В.Ларионова, $W_{\text{св}}$ – объемное содержание связанной воды принято для Западной Сибири $W_{\text{св}} = 0,2$. Поправки за плотность, минерализацию, температуру и давление промывочной жидкости не вводились. Оценка коэффициента пористости проведена по всему объёму скважин, где имеется запись РК.

Пористость, определенная по методу НКТ, имеет большие расхождения с пористостью, определенной на керне в этих же пропластках по сравнению с пористостью определенной по методу ПС.

Проницаемость пород коллекторов Западно-Сургутского месторождения определяется по зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости $K_{\text{пр}}(K_{\text{п}})$, построенной по образцам керна, из-за невысокой достоверности определения коэффициента проницаемости по данным ГИС. Построение связей $K_{\text{пр}}(K_{\text{п}})$ по образцам максимально учитывает состав вещества, образующего минеральный скелет породы, тип и распределение глинистых частиц, тип и объем цемента. Коэффициент проницаемости пластов БС₁₀₊₁₁ определялся по зависимости:

$$\lg K_{\text{пр}} = -15.51 + 1.151 * K_{\text{п}} - 0.018 * K_{\text{п}}^2 ; 10^{-15} \text{ м}^2,$$

Для горизонта ЮС₂ полученная зависимость описывается уравнением:

$$\lg K_{\text{пр}} = 0.1758 * K_{\text{пэф}} - 0.5855; 10^{-15} \text{ м}^2 [11].$$

Определение коэффициента нефтенасыщенности

На Западно-Сургутском месторождении коэффициент нефтенасыщенности для продуктивного пласта БС₁₀₊₁₁ определялся по зависимостям удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{п}}$ от объёмной влажности пород $W_{\text{в}}$, утверждённой при подсчёте запасов нефти и газа в 1995 году. При обосновании зависимости для продуктивных пластов БС₁₀₊₁₁ использовались данные по скважине 304, пробуренной с применением раствора на нефтяной основе (РНО). Новые данные подтвердили корректность зависимости, использовавшейся при оценке коэффициента нефтенасыщенности пластов БС₁₀₊₁₁ в 1995 г:

$$\lg W_{\text{в}} = 1,74 - 0,99 * \lg \rho_{\text{п}} + 0,21 * (\lg \rho_{\text{п}})^2$$

При определении коэффициента нефтенасыщенности продуктивного горизонта ЮС₂ в отчете 1995 г. использовалась зависимость $P_{\text{п}} = (W_{\text{в}})$, полученная по данным исследований скважин, пробуренных на РНО Западно-Сургутского месторождения. В настоящем отчете коэффициент нефтенасыщенности оценивался по стандартной методике с применением собственных петрофизических зависимостей $P_{\text{п}} = 1,9 * K_{\text{п}}^{-1,42}$, $K_{\text{в}} = P_{\text{п}}^{-0,59}$, построенных для пласта ЮС₂ в отделе петрофизики ТО СургутНИПИнефть.

Удельное сопротивление пластовых вод, участвующее в расчёте $K_{\text{п}}$, определялось по минерализации пластовых вод с учётом температуры по палеткам Вендельштейна Б.Ю. Для горизонта ЮС₂ принята минерализация 16,8 г/л, температура 79⁰С, сопротивление пластовой воды 0,15 Ом*м.

6. КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ВТОРИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПЛАСТА

При бурении глубокой поисково-разведочной или эксплуатационной скважины вскрытие нефтегазоносного горизонта происходит в два этапа. На первом этапе пласт-коллектор вскрывается буровым инструментом непосредственно в процессе бурения. Вторичное вскрытие происходит после спуска обсадной колонны проведением перфорационных работ.

Технология заканчивания скважин включает в себя вскрытие продуктивных пластов бурением, спуск и цементирование эксплуатационной колонны, вторичное вскрытие перфорацией, вызов притока и освоение (испытание).

Наиболее сложной задачей при креплении скважин на месторождениях Западной Сибири является качественное разобщение при близком расположении нефте-водогазоносных пластов, когда расстояние от границ интервала перфорации до ближайшего источника обводнения или газа менее 10 м и в этом интервале отсутствуют глинистые перемычки значительной (более 4-6 м) мощности.

При близком расположении нефте-водоносных пластов резко возрастает вероятность прорыва воды в интервал перфорации скважины по геологическим или техническим причинам.

Цель наших исследований касается особенностей геофизических исследований в скважинах Западно-Сургутского месторождения в Сургутском нефтегазоносном районе и Среднеобской нефтегазоносной области при вторичном вскрытии пласта-коллектора.

Актуальность данных работ заключается в совершенствовании и реализации технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов, особенно в период падающей добычи, что позволяет сохранить эксплуатационный фонд скважин, продлить сроки эксплуатации нефтяных месторождений и обеспечить более полную выработку запасов.

6.1 Характеристика объекта исследований

В пределах изучаемой территории наиболее продуктивными являются залежи пластов ЮС₂ тюменской свиты. Скважины, вскрывающие отложения вышеназванного пласта, расположены в центральной части Западно-Сургутского месторождения (рис.7).

На данном участке 4 скважины (165,190,192 и 937) вскрывают тюменскую свиту. Скважина 165 вскрывает данную свиту на минимальной отметке 2703 м, а скважина 190 – на максимальной отметке 2760 м.

Рассматриваемая залежь, приуроченная к пласту ЮС₂ тюменской свиты, имеет региональный характер распространения. Пласт сложен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Свита хорошо прослеживается на севере Западной Сибири и в смежных фациальных районах Средней Сибири. В разрезах тюменской свиты известны находки аммонитов, характерных комплексов двустворок. Образования горизонта перекрываются слоями, содержащими первые Praebuchia, которые обнаружены в кернах

скважин Западной Сибири. Ныне горизонт рассматривается в объеме от верхов верхнего байоса до нижней половины верхнего бата [22].

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в скважинах изменяется в диапазоне от 0,8 до 14,2м. Дебиты нефти изменяются от 0,19 до 46,08 м³/сут. Залежь литолого-стратиграфическая.

6.2 Выбор комплекса ГИС

Основные задачи, решаемые с помощью ГИС в процессе выполнения этих технологических работ следующие:

- привязка интервалов перфорации к разрезу по глубине;
- контроль перфорации;

6.2.1 Привязка интервалов перфорации к разрезу по глубине

Перфорационные отверстия в обсадной металлической колонне нарушают целостность трубы, а значит, появляется возможность обнаружить положение этих отверстий методом локации муфт, который основан на принципе электромагнитной индукции. Два магнита обращаются друг к другу одноименными полюсами (рис.18). Это особое размещение магнитов генерирует очень сильное магнитное поле. Так как прибор двигается в обсадной колонне, силовые линии магнитного потока остаются постоянными до тех пор, пока зонд не войдет в зоны, где резко изменяется толщина стенки трубы (техническое оборудование: репер, пакер, воронка НКТ; муфта или перфорационное отверстие) (рис.19). Эта разность влияет на показания измерительной катушки, ответный сигнал тока посылается на поверхность [23].

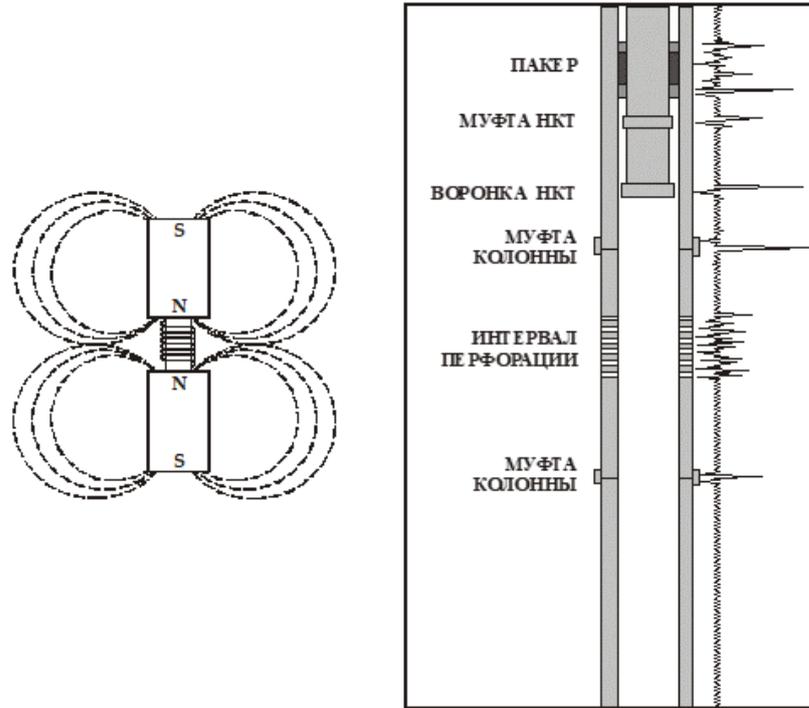


Рисунок 18 – Физическое строение локатора муфт и схема скважины при перфорации [23]

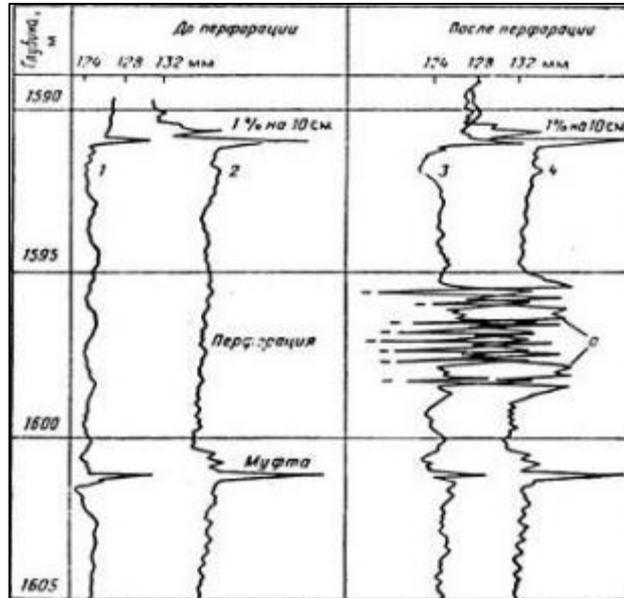


Рисунок 19 – Поведение кривых локации муфт до и после перфорации [24]

Так как показания метода ЛМ никак не связаны с разрезом скважины, то для привязки полученных результатов к глубине, регистрацию выполняют одновременно с гамма-каротажем.

Запись гамма-каротажа, проведенная при исследованиях в открытом стволе скважины, является основной для привязки по глубине, с которой в дальнейшем будет сопоставляться текущий замер ГК (рис.20).

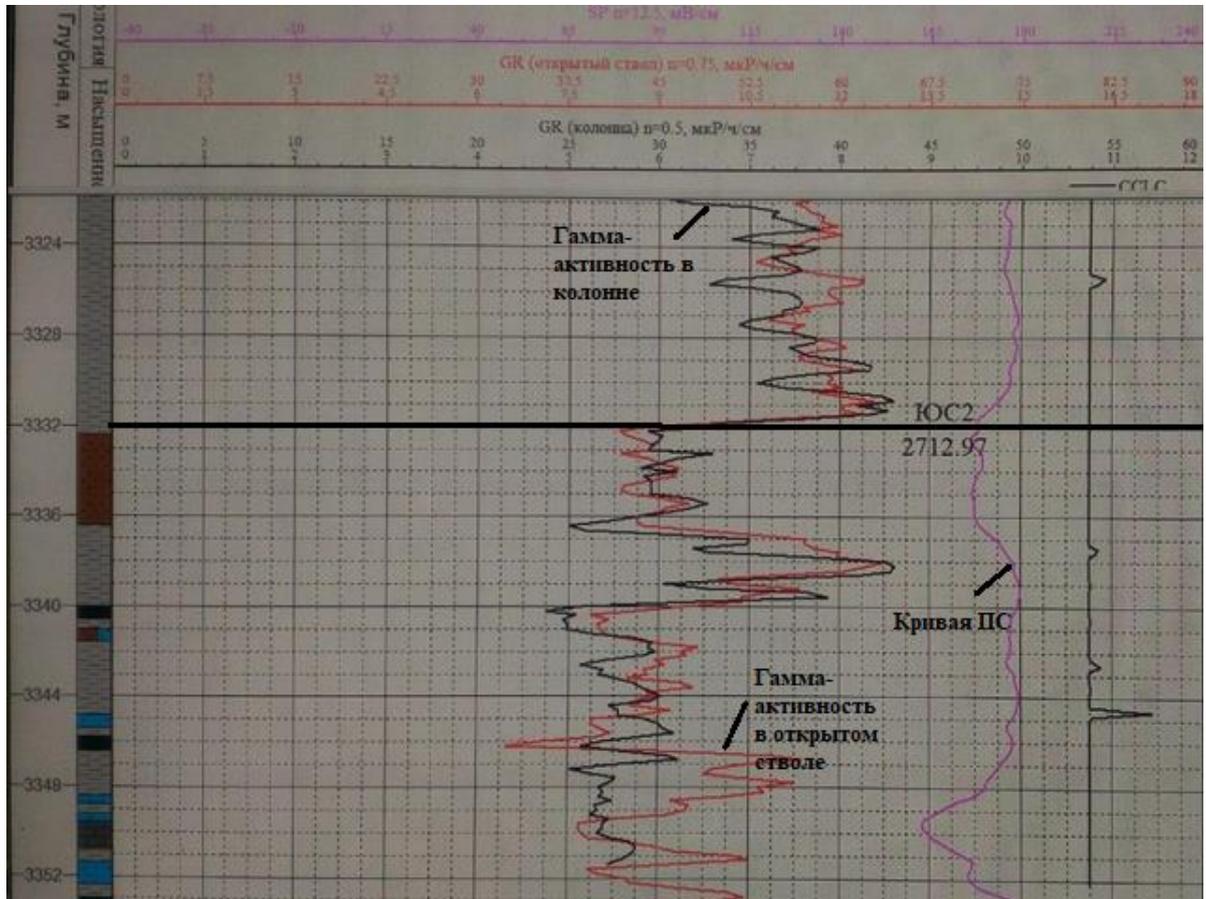


Рисунок 20 – Диаграмма Привязка под перфорацию

В данном случае проектный интервал перфорации находится на глубине 3332,5-3336,5 м (рис.21). В интервале перфорации гамма-активность в открытом стволе составляет 8-9,5 мкР/ч/см, гамма-активность в колонне в этом же интервале снижается до 5,75-6,5 мкР/ч/см (рис.20).

После прострела на скважине проводят контроль фактического интервала перфорации. В интервале перфорации кривые локаций муфт начинают часто возрастать «пиками», это связано с тем, что из-за отверстий изменилась толщина стенки трубы (рис.21).

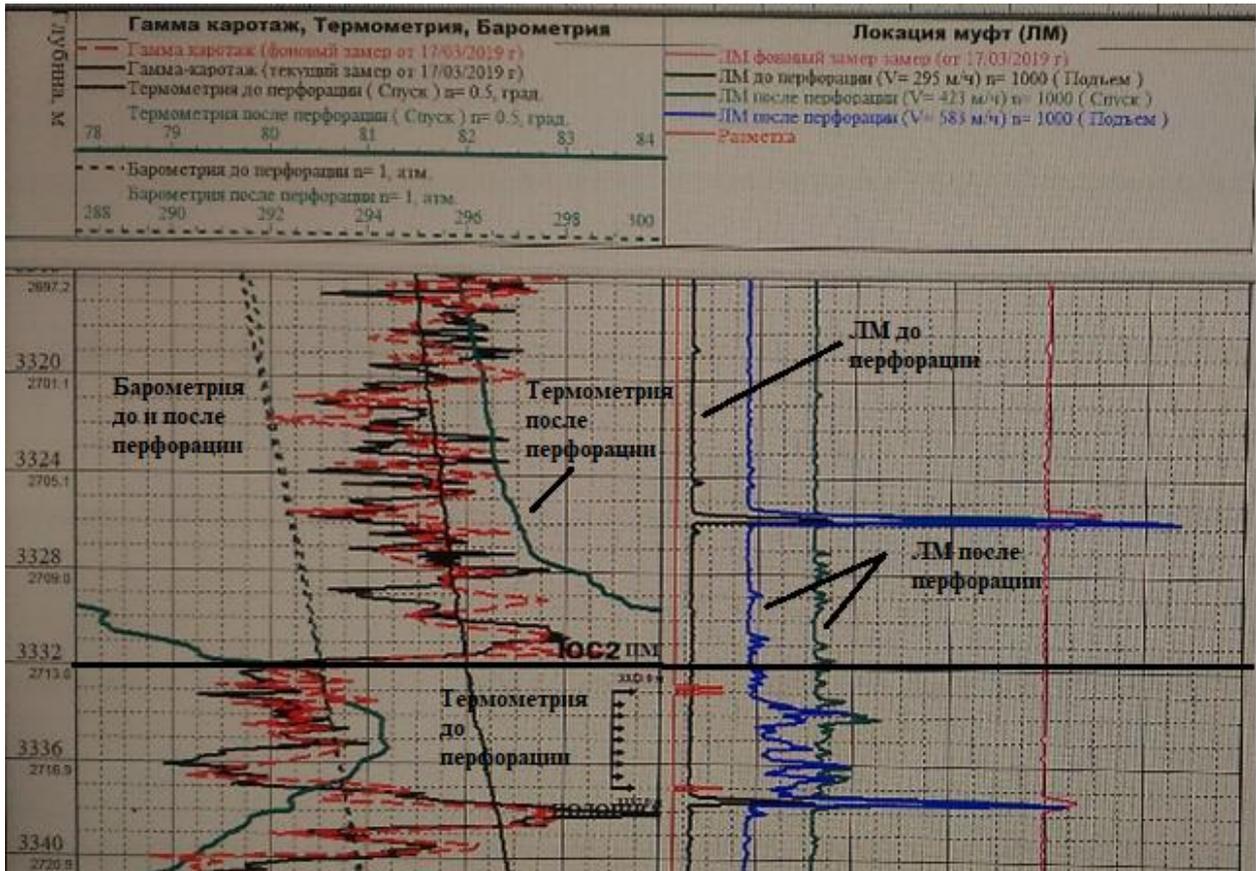


Рисунок 21 – Диаграмма Контроль перфорации

Таким образом, для привязки и контроля интервалов перфорации к разрезу по глубине рекомендуется использовать методы локации муфт и гамма-каротажа.

6.2.2 Термометрия и барометрия при контроле за перфорацией

При контроле за перфорацией колонны применяется термометрия.

Она необходима для выделения интервалов притока (приемистости), определения отдающих (поглощающих) пластов и установления интервалов обводнения.

Распределение естественной температуры пород по глубине характеризуется геотермой - температурной кривой, которая записана в остановленной скважине. Геотерма принимается за фоновую температурную кривую. Сопоставление термограмм скважин с геотермой позволяет по расхождению между ними выделять интервалы нарушения теплового равновесия, вызванного процессами, происходящими в пласте и стволе скважины (рис. 22), и по характерным отличиям судить о причинах, которые нарушили тепловое равновесие.

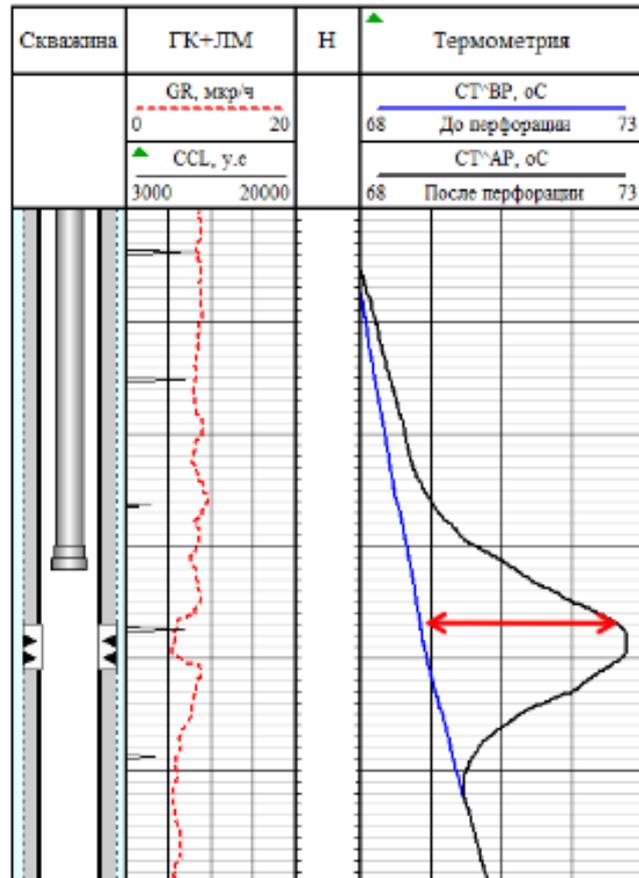


Рисунок 22 – Температурная аномалия после перфорации в интервале прострела

При отсутствии геотермы по данной скважине используется типовая геотерма для месторождения. В наклонных скважинах типовая геотерма перестраивается с учетом угла наклона данной скважины.

Метод барометрии используют:

- для определения абсолютных значений пластового и забойного давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- идентификация процессов в скважине [25].

Влияние на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока являются ограничениями применения.

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления во времени или по стволу скважины.

В интервале перфорации возрастает значение кривой барометрии до 293 атмосфер и термометрии до 81 градуса (рис.21).

6.3 Аппаратура и методика выполнения работ

Термометрия проводится в масштабе глубин 1:500. Качество материалов, в основном, хорошее. Масштаб записи кривых – 0,5 град/см.

Для измерения температуры применяют термометры сопротивления, спускаемые на геофизическом кабеле. Термометры бывают высокочувствительные и с обычной чувствительностью до 0.3 град. Принцип действия основан на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры. Термометр сопротивления используют в сборке с приборами других методов ГИС.

Измерения барометрии выполняют глубинными манометрами (рис.23), которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке, геофизическом кабеле или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие на геофизическом кабеле. Преобразователи давления могут быть: пьезокристаллические, струнные и мембранные. Прибор барометрии применяют в сборке приборов «состава, профиля притока».

Лаборатория КЕДР-02 обеспечивает проведение ГИС методами термометрии, барометрии и др. со скважинным прибором АГАТ-6В.

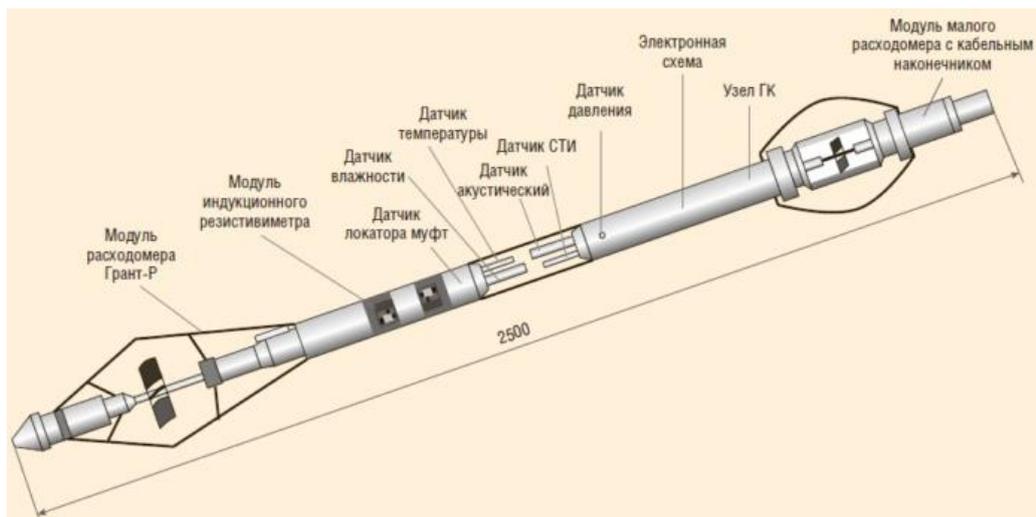


Рисунок 23 – Скважинный прибор АГАТ-6В

Модификация прибора АГАТ – 6В – предназначенная для геофизических исследований эксплуатационных горизонтальных скважин [26]. Прибор используется для

контроля разработки нефтяных месторождений и позволяет регистрировать влагосодержание; угол вращения прибора вокруг своей оси; угол наклона; температуру; давление; локацию муфт.

6.4 Интерпретация результатов исследования

Качество перфорации оценивается в зависимости от расхождения по глубине проектного и фактического интервала перфорации по кривой ЛМ.

Хорошее качество – расхождение проектной и фактической глубины интервала перфорации не превышает предела 0,4м.

Удовлетворительное качество – расхождение проектной и фактической глубины интервала перфорации не превышает предела 1 м.

Неудовлетворительное качество – расхождение глубин свыше 1 м.

В нашем случае материал хорошего качества, так как проектный и фактический интервалы перфорации совпадают.

Выводы: таким образом, для решения поставленных задач применяется с геофизических исследований, включающий в себя радиоактивный каротаж, локацию муфтовых соединений, а также термометрию и барометрию, помогает осуществить корреляцию разреза по глубине, определить насыщение пластов, подготовить привязку фактических интервалов перфорации к разрезу по глубине.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Западно-Сургутском месторождении. На основании проведенного анализа была построена физико-геологическая модель проектируемой разведочной скважины и предложен геофизический комплекс, для проектируемой скважины.

Данный комплекс геофизических исследований позволяет решить ряд поставленных задач: литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения.

Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрены камеральные работы, обработка данных результатов ГИС. Рассмотрено метрологическое обеспечение измерений и в каких специальных центрах проходит калибровка геофизического оборудования.

В специальной части рассмотрен комплекс ГИС при вторичном вскрытии пласта. Для привязки интервалов перфорации к разрезу по глубине используют метод локации муфт совместно с гамма-каротажем. При контроле за перфорацией колонны используют термометрию и барометрию.

Стоимость ресурсов данного научного исследования по проектированию скважины и установлению границ ВНК на территории Западно-Сургутского месторождения составляет 157490 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охрана окружающей среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Физическая карта России, 2004 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа – https://vladmuz.ru/travel_photos/map-of-Russia/map-of-Russia-big.jpg (дата обращения 13.09.2018).
2. Атлас геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа / А.В. Шпильман и др. – М.: издательство ИздатНаукаСервис, 2004. - 143с.
3. Создание постоянной действующей модели Западно-Сургутского месторождения. СургутНИПИнефть, 2016.
4. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1986. – 149с.
5. Структурная карта по подошве баженовской свиты. - Тюмень: НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, 2009.
6. Соколовский А.П. Критерии поисков и закономерности размещения залежей нефти и газа в центральных и северных районах Западной Сибири. - Тюмень, 1998. – 135с.
7. Справочник по промыслово-геофизическим исследованиям и работам в скважинах для специалистов ОАО «Сургутнефтегаз»: справочное пособие. – Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2009. – 238 с., 147 илл.
8. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978.
9. Пересчет запасов Западно-Сургутского месторождения. Тюмень, СургуНИПИнефть, 2007.
10. Гришкевич В.Ф. Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин / В.Ф. Гришкевич, Е.А. Тепляков. – Ханты-Мансийск, 2000. – 432 с.
11. Волков В.А. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / В.А. Волков, А.В. Шпильман. – Тюмень, НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, 2013.
12. Мартынов В.Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / В.Г. Мартынов, Н.Е. Лазуткина, М.С. Хохлова. – М.: Инфраинженерия, 2009. – 960 с.
13. Балабанов Ю.П. Геофизические методы изучения геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов: методическое пособие / Ю.П. Балабанов, И.П. Зинатуллина. – Казань: Казан. ун-т, 2016. – 47 с.
14. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин. Курс лекций. Екатеринбург, УГГГА, 2003. – 294 с.

15. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – Минэнерго РФ, 2001. – 193 с.
16. Многорычажный каверномер [Электронный ресурс]. – Режим доступа – http://board.kompass.ua/board/mnogorychazhnyj_kavernomer/200-1-0-108037 (дата обращения 12.05.2019).
17. Многоточечный скважинный инклинометр [Электронный ресурс]. – Режим доступа – <https://monsol.ru/mnogotochechnij-skvazhinnij-inklinometr-model-4490/> (дата обращения 12.05.2019).
18. Акустический каротаж на аппаратуре СПАК-6 [Электронный ресурс]. – Режим доступа – https://studbooks.net/563242/geografiya/akusticheskiy_karotazh_apparature_spak (дата обращения 12.05.2019).
19. Стандарт организации СНГ. ГИС и работы на скважинах. СТО 120, 2016.
20. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов. - М.: «Недра», 1975. – 680с.
21. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник.– М.: Недра, 1998 г.
22. 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., прил. 3 на 31 листе.
23. Практикум по освоению технологий ГИС. Прострелочно-взрывные работы. – Сургут, СНГ, 2008. – 32с.
24. Электромагнитная локация муфт [Электронный ресурс]. – Режим доступа – <https://studopedia.org/1-25427.html> (дата обращения 13.05.2019).
25. Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139с.
26. Применение байпасных систем у-tool для ПГИ [Электронный ресурс]. – Режим доступа – <https://glavteh.ru/системы-у-tool-пги-baker-hughes/> (дата обращения 13.05.2019).

