

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
 Отделение геологии

### ДИПЛОМНАЯ РАБОТА/ПРОЕКТ

| Тема работы   |
|---|
| Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для определения коллекторских свойств на Яунлорском месторождении (ХМАО – Югра) |

УДК 550.832:553.98(571.122)

Студент

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 225А   | Логинова Вера Владимировна |         |      |

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Якимова Т.Б. | к.э.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП                                    | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|----------------|------------------------|---------|------|
| 21.05.03<br>Технология<br>геологической<br>разведки | Ростовцев В.В. | к.г.-м.н.              |         |      |

Томск – 2020 г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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 подготовки (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                        |
|--------|----------------------------|
| 225А   | Логинова Вера Владимировна |

Тема работы:

|   |  |
|---|--|
| Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для определения коллекторских свойств на Яунлорском месторождении (ХМАО-Югра) |  |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)   |  |

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|   |  |
|---|--|
| <b>Исходные данные к работе</b>   | Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС  |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b><br><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки и техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы;</i> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения об объекте исследования.</li> <li>2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.</li> <li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.</li> <li>4. Основные вопросы проектирования.</li> <li>5. Методические вопросы.</li> <li>6. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пород по керну</li> </ol> |

|  |   |
|--|---|
| наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).  | 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.<br>8. Социальная ответственность.   |
| <b>Перечень графического материала</b><br>(с точным указанием обязательных чертежей) | 1. Обзорная карта района работ. Границы Яунлорского лицензионного участка выделены красным цветом.<br>2. Схема изученности сейсморазведкой и поисково-разведочным бурением. Яунлорский лицензионный участок.<br>3. Сводный геолого-геофизический разрез Сургутского нефтегазоносного района.<br>4. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты.<br>5. Обзорная карта нефтегазоносности месторождений ПАО «Сургутнефтегаз». Яунлорское месторождение отмечено зеленым овалом.<br>6. Фрагмент графического приложения к заключению. Пласт ЮС <sub>3</sub> .<br>7. Фрагмент графического приложения к заключению по скважине. Пласт ЮС <sub>2</sub> .<br>8. Принципиальная схема установки для определения газопроницаемости. |

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

| Раздел  | Консультант |
|---|-------------|
| Геологическая часть   |             |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения |             |
| Социальная ответственность                                      |             |

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

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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 225А   | Логинова Вера Владимировна |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 77 страниц, 8 рисунков, 7 таблиц, 40 источников.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, Яунлорское газонефтяное месторождение, ХМАО-Югра.

Объектом исследования является проектная скважина №1400 глубиной 3100 м со вскрытием юрских отложений – пласты ЮС<sub>1</sub>, ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub>. Скважина заложена в пределах Яунлорского куполовидного поднятия.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в открытом стволе скважины №1400 для оценки коллекторских свойств пластов-коллекторов в среднеюрском нефтегазоносном комплексе на Яунлорском месторождении.

Задачи проекта заключаются в обосновании комплекса геофизических исследований, необходимого для решения геологических задач: литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов и определения их коллекторских свойств.

На основании анализа прежде выполненных геолого-геофизических исследований построена физико-геологическая модель и спроектирован комплекс геофизических методов исследования проектной скважины.

Специальное исследование заключается в изучении лабораторных исследований кернового материала по скважине.

В разделе «Финансовый менеджмент» рассчитана стоимость комплекса геофизических исследований в интервале пласта ЮС<sub>2</sub>.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, способы снижения их влияния, а также план действий в чрезвычайных ситуациях.

## ESSAY

The final qualification work contains 77 pages, 8 figures, 7 tables, 40 sources.

Key words: complex of geophysical surveys, Yaunlor gas and oil field, Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra.

The object of the study is the design well No.1400 with a depth of 3100 m with the discovery of Jurassic sediments – formations J<sub>1</sub>, J<sub>2</sub>, J<sub>3</sub>. The well is located within the Yaunlor dome-shaped uplift.

Purpose of work: designing a complex of geophysical surveys in the open hole of well No.1400 for assessing the reservoir properties of reservoir layers in the Middle Jurassic oil and gas complex at the Yaunlor field.

The objectives of the project are to justify the complex of geophysical studies necessary to solve geological problems: lithological separation of the section, the allocation of reservoir layers and determination of their reservoir properties.

Based on the analysis of previously performed geological and geophysical studies, a physical and geological model is built and a complex of geophysical methods for researching the design well is designed.

A special study is the study of laboratory studies of core material in a well.

In the «Financial Management» section, the cost of a complex of geophysical surveys in the interval of the J<sub>2</sub> layer is calculated.

The section «Social Responsibility» discusses harmful and dangerous production factors, ways to reduce their impact, as well as an emergency response plan.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ГИС – геофизические исследования скважин;
- МОВ – метод отраженных волн;
- МОВ ОГТ – метод общей глубинной точки;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- СК – сейсмический каротаж;
- ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;
- ПС – метод собственной поляризации;
- РК – радиоактивный каротаж;
- ГК – гамма каротаж;
- ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- АКЦ – акустическая цементометрия;
- ИК – индукционный каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования;
- ЛМ – метод локации муфт.

## Оглавление

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....   | 10 |
| 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....  | 11 |
| 1.1. Географо-экономический очерк.....  | 11 |
| 1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность.....   | 13 |
| 2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА<br>ИССЛЕДОВАНИЯ.....  | 15 |
| 2.1. Литолого-стратиграфический разрез.....   | 15 |
| 2.2. Тектоника.....   | 18 |
| 2.3. Нефтегазоносность.....   | 21 |
| 2.4. Петрофизическая характеристика разреза.....  | 23 |
| 2.5. Сейсмогеологическая характеристика.....  | 29 |
| 3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ<br>ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....                           | 31 |
| 4. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....  | 33 |
| 4.1. Задачи геофизических исследований.....   | 33 |
| 4.2. Обоснование объекта исследований.....  | 33 |
| 4.3. Физико-геологическая модель объекта.....   | 34 |
| 4.4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....  | 35 |
| 5.1. Методика проектных геофизических работ.....  | 38 |
| 5.2. Интерпретация геофизических данных.....  | 40 |
| 6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ: ХАРАКТЕРИСТИКА<br>ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ПЛАСТОВ ПО<br>КЕРНУ..... | 44 |
| 6.1. Определение открытой пористости по керну.....  | 44 |
| 6.2. Определение абсолютной проницаемости по керну.....   | 46 |



|       |  |    |
|-------|--|----|
| 6.3   | Определение остаточной водонасыщенности по керну .....                                       | 50 |
| 6.4   | Связь между результатами ГИС и исследованиями керна<br>материала .....                       | 52 |
| 7.    | ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....                      | 55 |
| 7.1   | Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ .....                                  | 56 |
| 8.    | СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....  | 61 |
| 8.1   | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности<br>.....                         | 61 |
| 8.1.1 | Специальные правовые нормы трудового законодательства.....                                   | 61 |
| 8.1.2 | Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны                                      | 62 |
| 8.2   | Производственная безопасность .....  | 63 |
| 8.2.1 | Анализ вредных производственных факторов и обоснование<br>мероприятий по их устранению ..... | 64 |
| 8.2.2 | Анализ опасных производственных факторов и обоснование<br>мероприятий по их устранению ..... | 66 |
| 8.3.  | Экологическая безопасность .....   | 68 |
| 8.4   | Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....  | 69 |
| 8.5   | Пожаровзрывобезопасность .....   | 71 |
|       | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 73 |
|       | СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....  | 74 |

## ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в разведочной скважине для оценки коллекторских свойств залежи в среднеюрских отложениях Яунлорского месторождения.

Объектом исследования работы является пласт-коллектор ЮС<sub>2</sub> среднеюрского нефтегазоносного комплекса.

Основной задачей ставится изучение геологического строения территории исследования и анализ прежде выполненных геолого-геофизических работ.

На основе проведенного анализа будет спроектирован комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. В сопровождение будут рассмотрены вопросы методического обеспечения проектных исследований.

Специальная часть данной работы будет посвящена изучению лабораторных исследований кернового материала с целью определения пористости, проницаемости и водонасыщенности пластов-коллекторов.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» будет рассчитана проектно-сметная стоимость комплекса геофизических работ в интервале среднеюрских отложений.

В разделе «Социальная ответственность» будет выполнен анализ вредных и опасных производственных факторов, а также способы снизить их влияние на персонал. Кроме того, будут рассмотрены распространённые чрезвычайные ситуации и план действий в случае возникновения ситуации такого рода.

# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

## 1.1. Географо-экономический очерк

Яунлорское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 30-35 км от г. Сургута. Входит в состав Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Яунлорское месторождение было открыто в 1970 году, введено в разработку в 1980 году. По величине извлекаемых запасов Яунлорское месторождение относится к крупным, по геологическому строению – к сложным.

На месторождении имеется сеть бетонных дорог. Объекты производственной инфраструктуры: трансформаторная подстанция, центральный пункт сбора и подготовки нефти, а также газоперерабатывающий завод находятся на Западно-Сургутском месторождении.

Яунлорское месторождение нефти расположено к югу от Сибирских увалов и приходится на болотно-озерную равнину. По геокриологическим условиям территория этого месторождения относится к южной мерзлотной зоне, характеризующейся наличием мерзлых пород при глубине их залегания от 120-130 м на водоразделах до 170-230 м.

Гидрографическая сеть развита широко и представлена рекой Обью и сетью ее притоков. На водоразделах расположены озера и болота различных размеров.

Район относится к слабозаселенным. Плотность населения не превышает одного человека на 1 км<sup>2</sup>, коренное население (ненцы, ханты, манси и селькупы) занимаются исключительно оленеводством, пушным и рыбным промыслом. В последние годы местное население принимает активное участие в проведении работ по разработке и добыче нефти.

С развитием работ по разработке и добыче нефти и газа район получил значительные перспективы для экономического развития всего народного хозяйства.

На рисунке 1 изображена обзорная карта района работ.

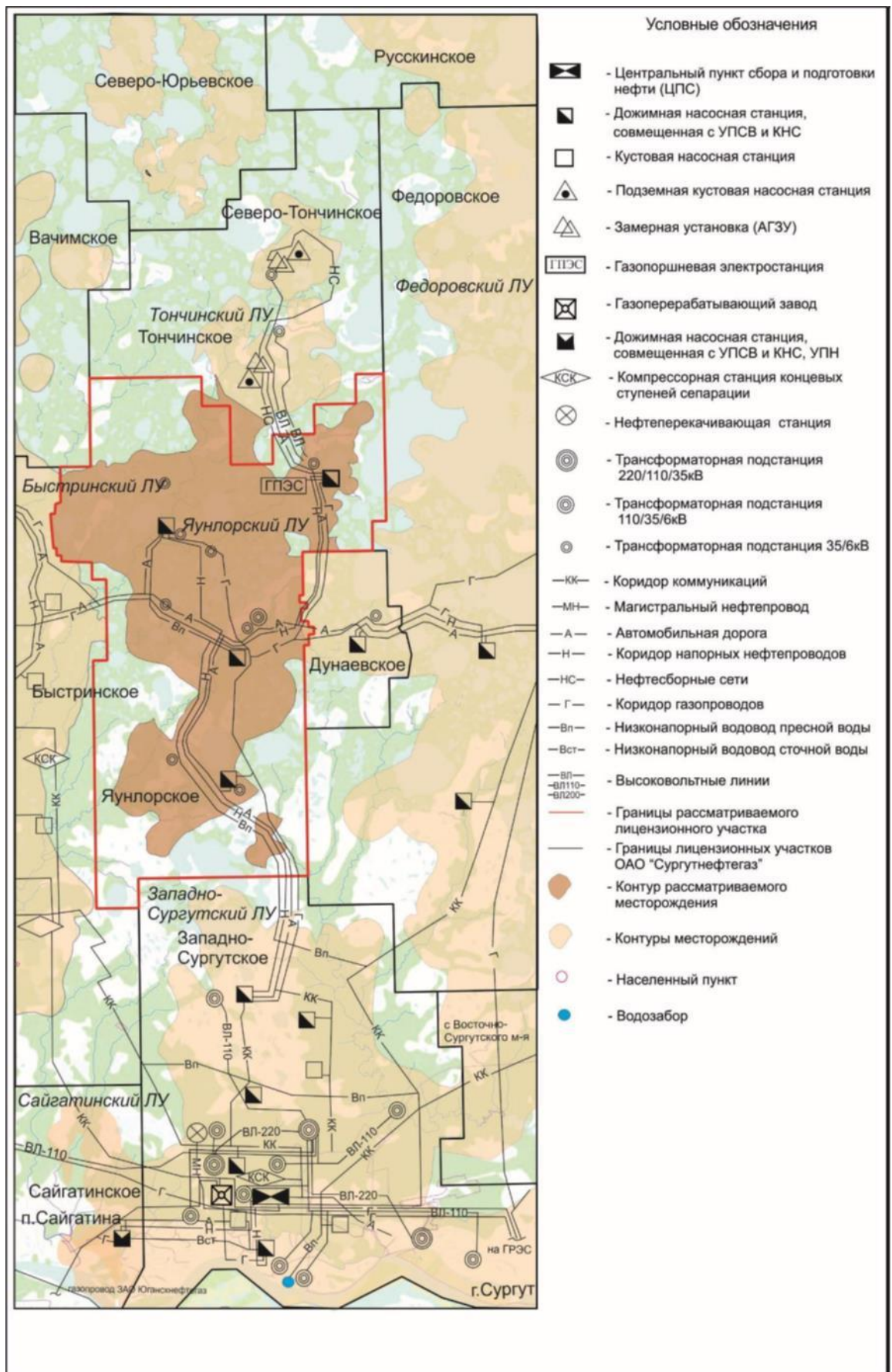


Рисунок 1. Обзорная карта района работ. Границы Яунлорского лицензионного участка выделены красным цветом.

## 1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность

Открытию нефтяных и газовых месторождений в Широком Приобье предшествовали многочисленные геолого-геофизические исследования. Начиная с 1947 г. и до конца 50-х г. они имели региональный характер.

Первый этап (поисково-разведочные работы): в 1962 – 1963 годах в результате проведения работ сейсмопартией 23/62-63 были выявлены Вершинная, Яунлорская и Минчимкинская структуры, к которым приурочено Яунлорское месторождение. Сейсмопартией 10/63-64 было детализировано строение этих поднятий, они были подготовлены к глубокому бурению. Первая разведочная скважина №418Р была пробурена в 1964г. на Вершинной площади.

Второй этап (промышленная разведка): нефтеносность Яунлорской и Северо-Минчимкинской площадей была выявлена в 1967-1968гг. бурением и испытанием скв. № 52Р и 17Р соответственно. Основная промышленная нефтеносность месторождения, как показали геологоразведочные работы, связана с пластами группы АС<sub>7-9</sub>.

Третий этап (разведочные работы в процессе эксплуатационного разбуривания): в 1980 году месторождение передано в разработку; в результате последующих работ уточнялись структурные планы продуктивных горизонтов и модели залежей, выявлялись новые залежи, уточнялись коллекторские свойства пластов, физико-химические свойства флюидов. В частности, выявляется газовая залежь в пласте АС<sub>4</sub>, кроме основных эксплуатационных объектов (пласты АС<sub>7-8</sub> и АС<sub>9</sub>) в 1981 году в эксплуатацию введены пласты АС<sub>10</sub> и БС<sub>10</sub>.

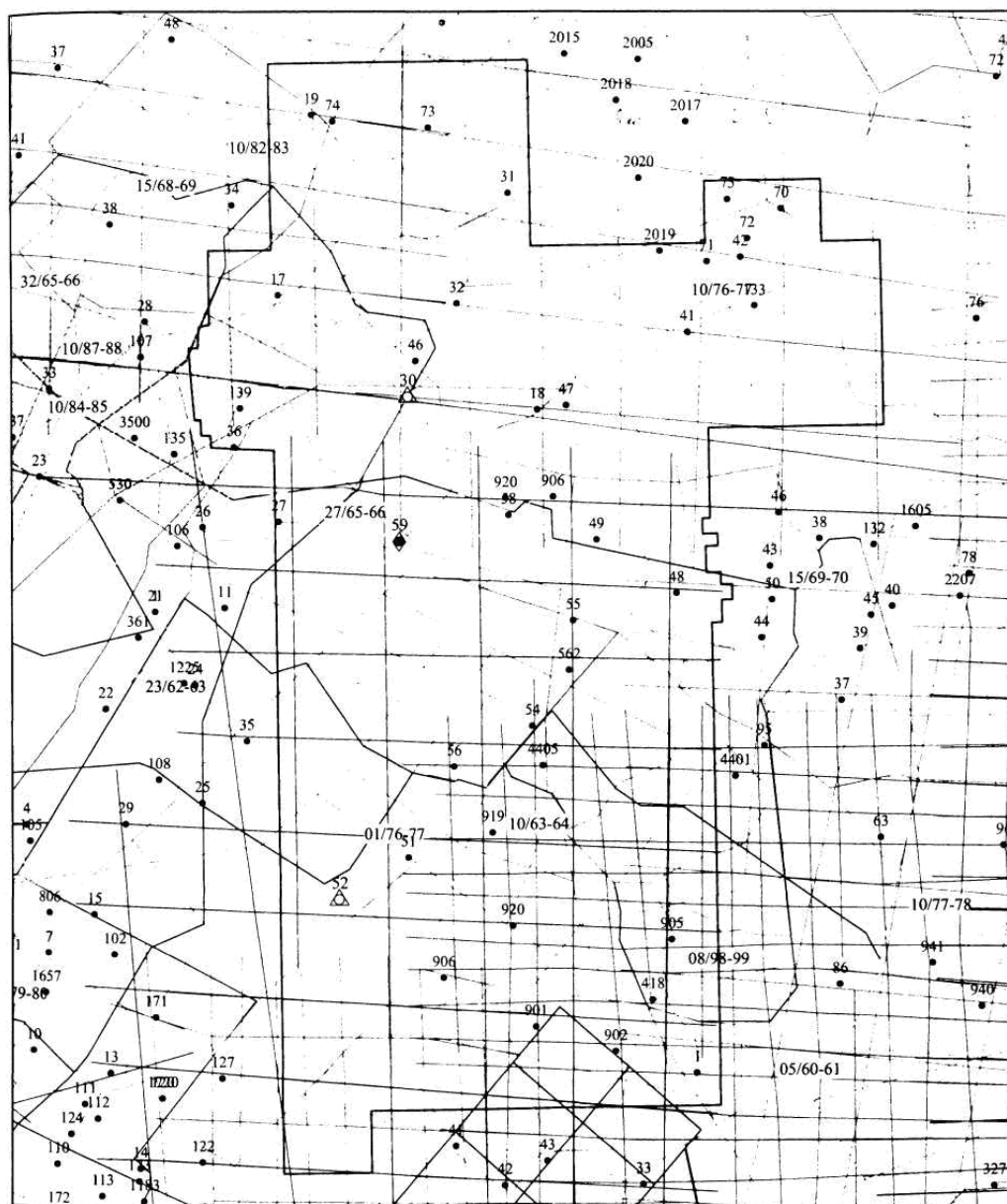
В 1988 году запасы углеводородов утверждены в ГКЗ по пластам АС<sub>4</sub>, АС<sub>7-8</sub>, АС<sub>9</sub>, АС<sub>10</sub>, БС<sub>10</sub><sup>0</sup> и БС<sub>10</sub> (протокол от 18.10.1988 №10517.). К этому моменту было пробурено 29 поисково-разведочных и 903 эксплуатационных скважин.

С 1.01.1992 года в составе Яунлорского месторождения эксплуатируется Пильтанская площадь, считавшаяся ранее самостоятельным Пильтанским

месторождением, открытым в 1985 году, и введенным в эксплуатацию в 1988 году.

На данный момент в пределах Яунлорского лицензионного участка числится 1359 скважин, из которых 40 – поисково-разведочных.

Результаты проведенных геофизических работ иллюстрирует рисунок 2.



- |  |                                   |
|--|-----------------------------------|
| 54<br>● - № поисково-разведочной скважины  | # - линии профилей                |
| 59<br>◆ - скважины, в которых проведен СК  | 01/76-77 - название сейсмопартии  |
| 30<br>△ - скважины, в которых проведен ВСП | □ - граница лицензионного участка |

Рисунок 2. Схема изученности сейсморазведкой и поисково-разведочным бурением. Яунлорский лицензионный участок.

## 2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1. Литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез рассматриваемого района представлен породами двух структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского чехла и доюрских образований. На рисунке 3 приводится сводный геолого-геофизический разрез продуктивной части Сургутского свода с указанием литологии.

Геологический разрез Яунлорского месторождения сложен мощной (более 3000 м) толщей осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами пермо-триасового возраста.

Юрская система представлена нижним, средним и верхним отделами.

В кровле *тюменской свиты* (нижняя и средняя юра) залегает нефтеносный пласт ЮС<sub>2</sub>, сложенный переслаиванием песчаников темно-серых плотных, тонко- и мелкозернистых, крепкоцементированных. Мощность тюменской свиты 260 м.

Васюганская, георгиевская и баженовская свиты составляют верхний отдел юрской системы.

В основании *васюганской свиты* залегают темные тонкоотмученные аргиллиты. Верхняя часть сложена чередованием темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. В кровле свиты залегает песчаный пласт ЮС<sub>1</sub>. Мощность свиты около 40 м.

*Георгиевская свита* представлена черными аргиллитами с многочисленными остатками рыб. Встречаются единичные прослои глинистого известняка.

Мощность свиты 2-7 м.

*Баженовская свита* сложена темно-серыми, черными с коричневым оттенком битуминозными аргиллитами. В скважинах, вскрывших баженовскую свиту на Яунлорской площади, наблюдается отсутствие пород, характеризующихся высоким сопротивлением. Мощность баженовской свиты 10-15 м.

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел слагается осадками сортымской, усть-балыкской, сангопайской свитами.

В основании *сортымской свиты* залегает подачимовская пачка, представленная аргиллитами темно-серыми, слабо слюдистыми. Выше залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчаников и алевролитов с аргеллитами.

Продуктивные отложения ачимовской толщи выявлены лишь на Пильтанской площади. Мощность толщи достигает 130 м.

Вышележащая толща пород сложена преимущественно глинистыми породами, с прослоями песчаников, в разрезе которой выделяется продуктивный пласт БС<sub>10</sub>, который перекрывается глинами чеускинской пачки. В толще этих глин на Яунлорском месторождении выделен нефтеносный пласт БС<sub>10</sub><sup>0</sup>, сложенный песчаниками серыми, мелкозернистыми с прослоями аргиллитов и алевролитов. Общая толщина свиты 480 м.

*Усть-балыкская свита* объединяющая песчаные пласты группы «Б», представлена переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. В кровле свиты залегает пимская глинистая пачка. Мощность свиты достигает 500 м. В разрезе *сангопайской свиты*, сложенной песчаниками, аргиллитами и алевролитами, выделяется ряд песчаных пластов АС<sub>4-12</sub>. Пласты АС<sub>4</sub>, АС<sub>7-8</sub>, АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub> на Яунлорском месторождении промышленно нефтегазоносны.

*Алымская свита* залегает в основании аптского яруса и сложена аргиллитами темно-серыми, почти черными с тонкими прослоями песчаников и алевролитов. Толщина алымской свиты доходит до 130 м.

Нижняя часть *покурской свиты*, относящаяся к апт-альбскому ярусам, представлена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин и аргиллитов. В верхней части свиты, относящейся к сеноманскому возрасту, выделяется мощная песчано-алеврито-глинистая толща пород. Воды этих отложений используются для закачки в нефтяные пласты. Толщина свиты 850 м.



Верхнемеловой отдел (сеноманский ярус, верхи покурской свиты) представлен чередованием песков, песчаников, алевролитов серых с глинами. Толщина отложений 221-266 м.

*Кузнецовская свита*, представленная темно-серыми глинами, приурочена к морским отложениям туронского яруса. Мощность свиты 11-29 м.

*Березовская свита* (коньякский, кампанский и сантонский ярусы) делится на две подсвиты: нижнюю - опоковидную и верхнюю - глинистую. Общая мощность отложений свиты 123-141 м.

*Ганькинская свита* (маастрихский и датский ярусы) в нижней части слагается глинами темно-серыми, почти черными, а в верхней части - глинами серыми с зеленовато-голубоватым оттенком. Мощность отложений 43-64 м.

Палеогеновая система.

*Талицкая свита* (палеоценовый отдел) сложена глинами темно-серыми, однородными, местами алевролитистыми. Мощность свиты до 137 м.

*Люлинворская свита* (эоценовый отдел) представлена темно-серыми и серыми глинами с гнездами глауконита. Мощность свиты 150-200 м.

Отложения *тавдинской свиты* (нижний олигоцен) представлены глинами зелеными, алевролитистыми с прослоями глинистого сидерита. Мощность отложений 170 м.

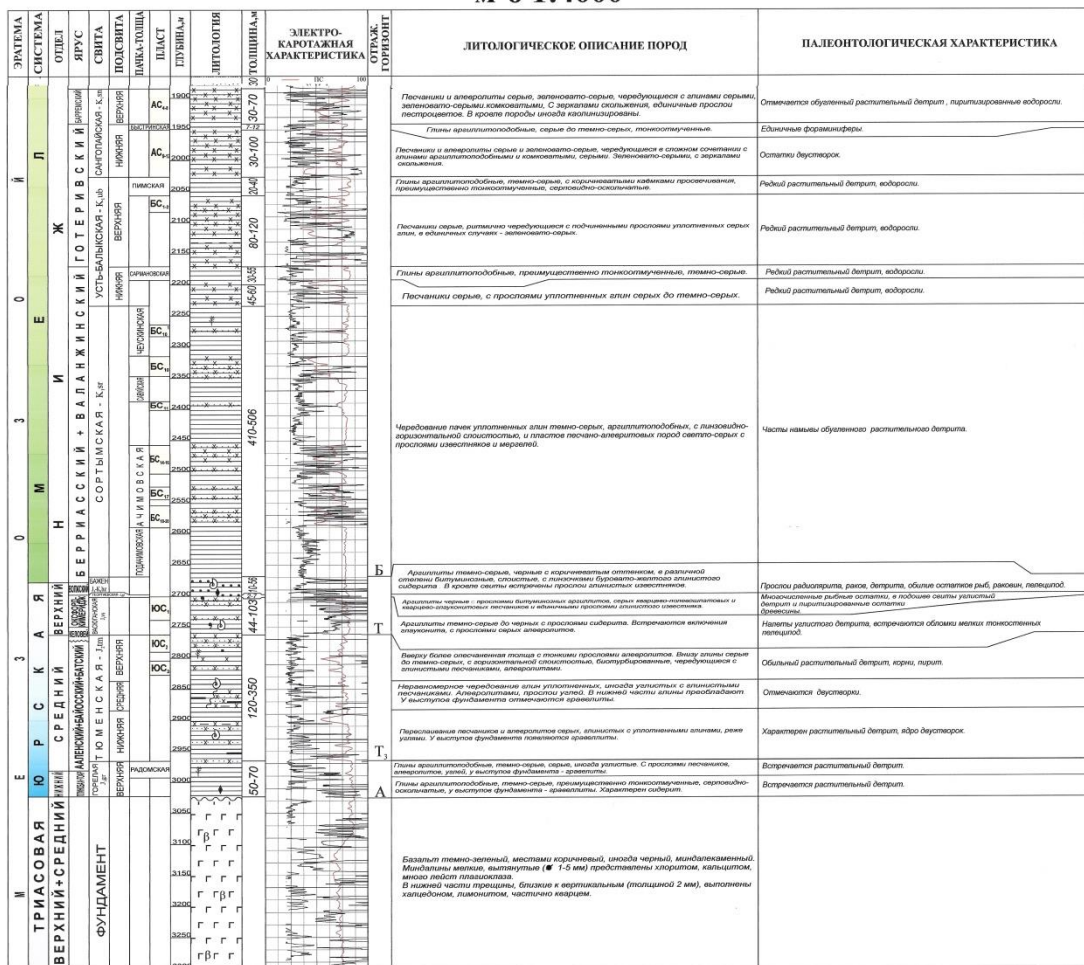
*Атлымская свита* (низы олигоцена) представлена песками светло-серыми с прослоями и линзами бурого угля. Мощность свиты до 100 м.

*Новомихайловская свита* (средний олигоцен) представлена чередованием глин буровато-серых с песчаниками и алевролитами светло-серыми, мелкозернистыми с прослоями бурых углей. Мощность до 80 м.

*Туртасская свита* (верхний олигоцен) сложена сильноглинистыми серыми алевролитами, толщиной около 40 м.

*Четвертичная система* представлена отложениями торфа, ила, озерно-аллювиальными лессовидными суглинками. Толщина отложений 35-40 м.

# СВОДНЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ Сургутского свода м-б 1:4000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

|  |                       |  |                      |
|--|-----------------------|--|----------------------|
|  | Песок                 |  | Фона разная          |
|  | Глина                 |  | Базальты             |
|  | Аргиллит              |  | Глаукозит            |
|  | Алеврит               |  | Растительные остатки |
|  | Песчаник              |  | Пирит                |
|  | Аргиллит битуминозный |  | Сидерит              |
|  | Онока                 |  | Угленосность         |
|  | Глина оноковидная     |  | Известковость        |

Рисунок 3. Сводный геолого-геофизический разрез Сургутского нефтегазоносного района.

## 2.2. Тектоника

В тектоническом отношении площадь отчетных работ приурочена к Федоровской вершине Западно-Сибирской плиты. Также территория Федоровской вершины включает в себя, помимо Яунлорского месторождения, месторождения Федоровское и Дунаевское (рис. 4).

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяются три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты. Нижний этаж представлен изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, поскольку изучение его возможно, в основном, геофизическими методами.

Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития, соответствует отложениям пермо-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж, менее дислоцированы и подвержены метаморфизму. В пределах Лянторского месторождения он представлен эффузивами (туфами и базальтами) и значительно менее дислоцирован.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей горизонтально залегающих мезозойско-кайнозойских пород, накапливающихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты в пределах Западно-Сибирского региона согласно последней тектонической схеме.

Согласно тектонической карте площадь работ расположена в центральной части структуры I порядка — Сургутского свода, который на западе граничит с Верхнеляминской зоной прогибов, на юге — с Юганской мегавпадиной, на востоке — с Ярсомовским крупным прогибом. Северная граница свода контролируется Северо-Сургутской моноклиной. По подошве мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Сургутский свод имеет субмеридиональное простирание, его размеры составляют 255 x 110 км, амплитуда — 275 – 300

метров в восточной и 375 – 400 метров в западной части. Непосредственно площадь работ находится в погруженной зоне, между осложняющими Сургутский свод структурами II порядка – Федоровским малым валом и Минчимкинским малым валом.

Яунлорское месторождение приурочено к следующим куполовидным поднятиям III порядка: Северо-Минчимкинскому, Яунлорскому, Яунлорскому II, III, Вершинному, Пильтанскому. В структурном плане все поднятия имеют изометричные очертания. По отражающему горизонту это брахиантиклинальные складки субмеридионального простирания. Северо-Минчимкинская структура по горизонту оконтуривается сейсмоизогипсой 2560 м, Яунлорская — 2570 м, Вершинная — 2600 м. Более мелкие структуры Пильтанская, Яунлорская II, III оконтуриваются изогипсами 2520 и 2590 м.



Рисунок 4. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты.

### 2.3. Нефтегазоносность

На Яунлорском месторождении продуктивными являются пласты АС<sub>4</sub>, АС<sub>7-8</sub>, АС<sub>9-10</sub>, БС<sub>10</sub><sup>0</sup>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>18-20</sub> и ЮС<sub>2</sub>.

Для литолого-петрофизической характеристики пород использовались следующие результаты керновых исследований: послойное описание керна, детальное петрографическое описание шлифов, гранулометрический анализ, рентгеноструктурный анализ глинистой составляющей цемента, термовесовой анализ карбонатной составляющей, результаты определения фильтрационно-емкостных свойств пород.

Отложения пласта АС<sub>4</sub> представлены слабо сцементированными песчано-алевритовыми породами. Преобладают мелкозернистые песчаники с косой и линзовидной слоистостью, с проявлениями тенденций уменьшения зернистости снизу вверх по разрезу. В пласте АС<sub>4</sub> Яунлорского месторождения выявлена газовая залежь. Эффективные толщины колеблются от 0.6 до 8.2 м, газонасыщенные достигают 4.8 м.

Коллекторы пластов АС<sub>7-8</sub> распространены по всей площади Яунлорского месторождения. Общая толщина колеблется от 12 до 31 м. Сравнительный анализ петрофизических зависимостей пород-коллекторов показал, что по своим свойствам коллектора из водо-, нефте- и газонасыщенной частей пласта практически не отличаются. Поэтому литологическая характеристика отложений для каждого из продуктивных объектов дается без разделения на одноименные зоны. В разрезе преобладают крупнозернистые алевролиты, песчаные осадки содержатся в подчиненном количестве.

Отложения пласта АС<sub>9</sub> и пласта АС<sub>10</sub> имеют площадное распространение, замещаясь неколлекторами лишь на отдельных участках. Изучаемые пласты имеют сходные условия образования, поэтому рассматриваются совместно.

Литологическая характеристика отложений пластов БС<sub>10</sub><sup>0</sup> и БС<sub>10</sub> дана в целом для водонасыщенной и нефтенасыщенной частей пласта. Породы

представлены аргиллитами алевритистыми с прослоями алевролитов мелкозернистых глинистых.

По данным геофизических исследований отложения ачимовской толщи представлены чередованием песчано-алевритовых, карбонатных и глинистых прослоев, разделяющих отложения на серию продуктивных пластов БС<sub>18</sub>, БС<sub>19</sub> и БС<sub>20</sub>. Пласты имеют общую генетическую природу, которая выражается в сходстве литологических и структурно-текстурных характеристик.

На Яунлорском месторождении тюменская свита вскрыта в 13 скважинах. При изучении строения пласта ЮС<sub>2</sub> Яунлорского месторождения вскрыта зона уплотнения и замещения песчаников, вытянутая с севера на юго-запад. Наличие зоны отсутствия коллекторов подтверждается результатами испытания (в скважине №754 из пласта притока не получено).

Керн представлен чередованием прослоев серых и буровато-серых мелкозернистых песчаников, разнозернистых алевролитов и аргиллитов. Значительное уплотнение пород проходило уже после заполнения ловушки нефтью. Это привело к высокому остаточному нефтенасыщению в породах, которые по своим свойствам относятся к неколлекторам. Так по визуальному описанию пород по керну суммарные нефтенасыщенные толщины по керну значительно превышают суммарные толщины нефтенасыщенных проницаемых прослоев по ГИС. По керну во всех скважинах песчаники нефтенасыщенны. Керн из водоносной части пласта не отобран. Литологическая характеристика приведена только для пород нефтенасыщенной части пласта.

На рисунке 5 указано расположение Яунлорского месторождения на карте нефтегазоносности принадлежащих ПАО «Сургутнефтегаз» месторождений.



Рисунок 5. Обзорная карта нефтегазоносности месторождений ПАО «Сургутнефтегаз». Яунлорское месторождение отмечено зеленым овалом.

## 2.4. Петрофизическая характеристика разреза

Петрофизическая характеристика разреза получена в результате физических исследований кернового материала, которые проводились в лаборатории физики пласта Главтюменьгеологии, СибНИИНП и ТО СургутНИПИнефть.

Сводные данные по количеству проведенных исследований и методам исследований приводятся в таблице 1.

Таблица 1. Объем комплексного литолого-петрофизического исследования пород продуктивных пластов Яунлорского месторождения.

| Пласт                        | Количество скважин | Количество определений, шт. |                             |                           |                 |                                  |                 |                 |
|------------------------------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------|----------------------------------|-----------------|-----------------|
|                              |                    | Термический анализ          | Рентгено-структурный анализ | Гранулометрический анализ | Описания шлифов | Фильтрационно-емкостные свойства |                 |                 |
|                              |                    |                             |                             |                           |                 | К <sub>п</sub>                   | К <sub>пр</sub> | К <sub>вс</sub> |
| АС <sub>4</sub>              | 1                  | -                           | 1                           | 2                         | -               | 6                                | 3               | 3               |
| АС <sub>7-8</sub>            | 31                 | -                           | 31                          | 13                        | 25              | 360                              | 216             | 221             |
| АС <sub>9-10</sub>           | 12                 | -                           | 3                           | -                         | 5               | 128                              | 73              | 72              |
| БС <sub>2</sub>              | 3                  | -                           | -                           | -                         | -               | 23                               | 11              | 11              |
| БС <sub>10<sup>0</sup></sub> | 2                  | -                           | -                           | -                         | -               | 6                                | 4               | 3               |
| БС <sub>10</sub>             | 12                 | 4                           | 7                           | 10                        | 5               | 148                              | 93              | 98              |
| БС <sub>18-20</sub>          | 8                  | 36                          | 38                          | 46                        | 41              | 846                              | 444             | 447             |
| ЮС <sub>2</sub>              | 10                 | 23                          | 24                          | 21                        | 37              | 134                              | 88              | 81              |

**Пласт АС<sub>7-8</sub>**

Коллекторские свойства пласта АС<sub>7-8</sub> изучены по разрезам 31 скважины, в т.ч. по двум охарактеризована газонасыщенная часть разреза и по 25 нефтенасыщенная. После подсчета запасов 1994 г. дополнительно изучен и обобщен керн по разрезу скважины 1346 и совместно обобщены данные по керну Пильтанской площади (скв.13ПЛ, 41р, 70р, 71р, 75р, 82ПЛ).

Скважины по площади месторождения расположены неравномерно: не охарактеризована керном центральная и юго-восточная части месторождения, юго-западная часть охарактеризована только по водоносным скважинам (скв.51р, 52р и 56р).

Общая изученная эффективная толщина составляет 134,4 м, на 1 метр которой приходится 2,7 определений К<sub>п</sub> и 1,8 и 2 определения К<sub>пр</sub> и К<sub>вс</sub>, т.е. плотность анализов в пределах оптимальной.

Пористость пласта изменяется от 18,1% до 30,3% и в среднем по 367 определениям составляет 23,8%. Большая часть пород пласта АС<sub>7-8</sub> (частость



79%) имеет пористость 22-28%, породы с пористостью более 28% встречаются в единичных случаях (частость 1,6%).

Пористость газонасыщенной части пласта в среднем равна 22,4% (возможно занижена, т.к. охарактеризована только по 25 образцам). По нефтенасыщенной и водонасыщенной частям средние значения  $K_{п}$  выше: 23,7% и 24,5% соответственно.

Фильтрационные свойства пласта варьируют в основном от  $1,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  до  $154 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  и лишь по 8 образцам (частость 3,6%) породы имеют проницаемость выше (до  $978 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ). В среднем по пласту проницаемость составляет  $53 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . В большинстве случаев породы пласта относятся к IV ( $K_{пр} 10-100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) и V ( $K_{пр} 1-10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) классам проницаемости (здесь и далее - классификация А.А.Ханина), их в пласте 53,6% и 35,7% соответственно (рис.6.1). Иногда встречаются и более проницаемые разности пород с  $K_{пр}$  выше  $100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – их 10,7 %, в т.ч. по разрезам двух скважин 139р и 307, встречены коллекторы с  $K_{пр}$  более  $300 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (частость 2,6%).

По газонасыщенной и нефтенасыщенной частям разреза проницаемость в среднем равна  $30 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  и  $59 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  соответственно, по водоносной части  $33 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

Водоудерживающая способность пород изменяется в диапазоне от 18% до 70% и в среднем составляет 43%, наиболее часто (61%)  $K_{вс}$  составляет 25-45%.

### ***Пласт АС<sub>9</sub>***

Коллекторские свойства пласта АС<sub>9</sub> изучены по разрезам 10 скважин, в т.ч. по 8 охарактеризована продуктивная часть разреза. Новых скважин на пласт АС<sub>9</sub> не пробурено, но дополнительно изучен и обобщен керн по 11 образцам из разреза скв.395 и, в связи с изменением корреляции, данные по скв.32р, ранее относящиеся к пласту АС<sub>7-8</sub>, обобщены в пласте АС<sub>9</sub>.

Общая изученная эффективная толщина составляет 40,8 м, на 1 метр которой приходится 2,9 определений  $K_{п}$  и 1,8 и 2 определения  $K_{пр}$  и  $K_{вс}$ , т.е.

плотность анализов в пределах оптимальной. ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) пласта АС<sub>9</sub> существенно выше, чем по пласту АС<sub>7-8</sub>.

Пористость изменяется от 20,8% до 29,6% и в среднем по 120 определениям составляет 26,5%. Большая часть пород (частотность 72%) имеет пористость 24-28%, значительная доля пород с  $K_{п}$  более 28% - частотность их 19%. Пористость нефтенасыщенной части пласта в среднем равна 26,3%, по водонасыщенной среднее значение – 27,4% и вероятно завышено.

Фильтрационные свойства пласта изменяются в диапазоне от 7,5 до  $324 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ , в среднем по пласту проницаемость по 47 определениям составляет  $105 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ . В большинстве случаев породы пласта относятся к III ( $K_{пр}$   $100-500 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ ) и IV ( $K_{пр}$   $10-100 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ ) классам проницаемости, их в пласте, соответственно, 32 и 64 %. По продуктивной части разреза, средняя проницаемость, как и пористость, получилась ниже, чем по водонасыщенной части –  $78 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$  и  $177 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$  соответственно.

Средние значения  $K_{п}$  по скважинам варьируют в небольшом диапазоне: от 26% до 28%, средние значения  $K_{пр}$  изменяются от  $42 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$  (скв.219) до  $194 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$  (скв.54р, законтурная). Какой-либо закономерности в изменении фильтрационно-емкостных свойств по площади не наблюдается.

Водоудерживающая способность пород изменяется в диапазоне от 21 до 61% и в среднем составляет 36%.

#### ***Пласт АС<sub>10</sub>***

Пласт АС<sub>10</sub> керном охарактеризован только по одному прослою скв. № 32Р. Пористость по двум образцам в среднем составляет 27,6%, проницаемость изучена одним образцом –  $K_{пр}$  равен  $179 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ .

#### ***Пласт БС<sub>2</sub>***

Коллекторские свойства пласта БС<sub>2</sub> охарактеризованы по разрезу скважины 139р пятью образцами.

Пористость изменяется от 23,5% до 26,9% и в среднем составляет 25%. Проницаемость при вариации от  $99 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$  до  $819 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$  в среднем равна  $382 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$  – вероятно завышена (изучены образцы только в диапазоне

высоких значений). Водоудерживающая способность пород изменяется в диапазоне от 36 до 45% и в среднем составляет 40%.

### ***Пласт БС<sub>10</sub><sup>0</sup>***

Коллекторские свойства пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> охарактеризованы по разрезам двух скважин: № 323Р и 4410.

Пористость в среднем по 6-ти определениям составляет 24%, проницаемость по 4-м определениям равна  $61 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Водоудерживающая способность по 3-м образцам составляет 30%.

### ***Пласт БС<sub>10</sub>***

Коллекторские свойства пласта БС<sub>10</sub> изучены по разрезам 12 скважин, в 11 охарактеризована продуктивная часть разреза. Общая изученная эффективная толщина составляет 43.4 м, на 1 метр которой приходится 3.4 определений  $K_{п}$  и 2.7 и 3.1 определения  $K_{пр}$  и  $K_{вс}$ , т.е. плотность анализов в пределах оптимальной.

Пористость изменяется от 17.2% до 28% и в среднем по 148 определениям составляет 24.9%. Большая часть изученных пород (частость 68%) имеет пористость 22–26%, значительная доля пород с  $K_{п}$  более 26% – частость их 25%. Среднее значение пористости нефтенасыщенной части пласта несколько ниже, чем по водонасыщенной части: соответственно 24.9 и 25.1%.

Фильтрационные свойства пласта изменяются в диапазоне от 1.5 до  $401 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Среднее значение проницаемости по пласту составляет  $126 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по 93 определениям). В большинстве случаев (частость 62%) проницаемость пород пласта изменяется от 30 до  $300 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (рис.3.2.2.3). Водоудерживающая способность пород изменяется в диапазоне от 20 до 67% и в среднем составляет 36%.

В изменчивости ФЕС по площади отмечается некоторая закономерность: невысокие значения ФЕС на Пильтанской залежи (средние значения  $K_{п}$  по скважинам 23–24%, средние значения  $K_{пр}$  по скважинам  $7-41 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и существенно выше ФЕС на остальной площади месторождения: по залежам южной части месторождения (средние значения  $K_{п}$  по скважинам

24–26%, средние значения  $K_{пр}$   $103-216 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ), по скв. № 1457 - 5-я залежь и скв. № 4409 - 6-я залежь ( $K_{п}$  – 25.6 и 26.1%,  $K_{пр}$  – 217 и  $216 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  соответственно). Поэтому полученные средние значения ФЕС по пласту явно высоки для участка Пильтанской залежи (так среднее значение  $K_{пр}$  пласта БС<sub>10</sub>, равное  $126 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  существенно выше максимального значения  $K_{пр}$  на Пильтанской залежи, равного  $76 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ).

### ***Пласт БС<sub>18-20</sub>***

Коллекторские свойства пласта БС<sub>18-20</sub> изучены по разрезам восьми скважин, в том числе по скв. № 121, № 126, № 212 и скв. № 4406П охарактеризована продуктивная часть разреза. Общая изученная эффективная толщина составляет 97.8 м, на 1 метр которой приходится более 8-ми определений  $K_{п}$  и по 4.6 определений  $K_{пр}$  и  $K_{вс}$  - плотность анализов высокая.

Пористость изменяется от 14% до 25.5% и в среднем по 846 определениям составляет 21.5%. По продуктивной части разреза преобладают породы с  $K_{п}$  18-24%, частость их 80%, средняя пористость по 526 образцам составляет 21.6%. Средние значения пористости по скважинам составляют 21-23% - достаточно высокие показания.

Фильтрационные свойства пласта варьируют от 1.0 до  $320 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Средняя по пласту проницаемость по 444 определениям составляет  $35 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Породы относятся в основном к IV и V классам проницаемости, их в пласте, соответственно, 68 и 27%, доля пород с проницаемостью более 100 составляет только 4.7%. По нефтенасыщенной части разреза преобладают породы (частость 78%) с проницаемостью от  $10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  до  $100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , по водонасыщенной части разреза преобладающее значение имеют породы с меньшей проницаемостью:  $3-30 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , частость их 83%, в связи с этим по продуктивной части разреза среднее значение  $K_{пр}$  получилось выше, чем по водоносной части пласта:  $44 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  и  $14.5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  соответственно.

Водоудерживающая способность пород пласта изменяется в диапазоне от 23 до 75% и в среднем по пласту составляет 42%, по нефтенасыщенной части разреза  $K_{вс}$  ниже – 40%.

## ***Пласт ЮС<sub>2</sub>***

Коллекторские свойства пласта ЮС<sub>2</sub> изучены по разрезам 9-ти скважин. Общая изученная эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 23.8 м, на 1 метр которой приходится 5.6 определений  $K_{п}$ , 3.8 и 3.6 определений  $K_{пр}$  и  $K_{вс}$ , т.е. плотность анализов высокая.

Пористость изменяется от 13.7% до 22.9%, но в большинстве случаев (частотность 73%) коллекторы пласта имеют пористость 16-20%. Среднее значение пористости пласта по 114 определениям составляет 17.4%. Проницаемость варьирует от 0.4 до  $25 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В разрезе пласта присутствуют в основном породы IV и V классов проницаемости, частотность их 34 и 55% соответственно. Средняя по пласту проницаемость по 73 определениям составляет  $7.5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Водоудерживающая способность пород изменяется от 29 до 72% и в среднем равна 47%.

## **2.5. Сейсмогеологическая характеристика**

Планомерные площадные исследования МОВ, с целью выявления перспективных на нефть и газ структур, на Сургутском своде начали проводиться с 1958 г. За период с 1958 по 1965 гг. вся территория свода была покрыта площадными сейсморазведочными работами МОВ М 1:100000.

К этому времени в пределах Сургутского свода на структурно-тектонической карте по кровле юрских отложений были выявлены структуры II порядка, в том числе Федоровский малый вал, Минчимкинский малый вал и осложняющие их Быстринское, Яунлорское, Минчимкинское, Западно-Сургутское, а также ряд других локальных поднятий.

Дальнейшими работами МОВ ОГТ, проводимыми с 1976 года, были выявлены, детализированы и подготовлены к бурению малоамплитудные локальные поднятия: Пильтанское, Яунлорское, Северо-Яунлорское, Северо-Минчимкинское, Вершинное и ряд других локальных поднятий.

Для изучения скоростных характеристик разреза и стратификации, выделенных в нем сейсмических отражающих границ, проводятся сейсмокаротажные исследования (СК) и вертикальное сейсмическое

профилирование (ВСП). На территории Яунлорской площади СК проведен в скважине 59, ВСП проведено в скважинах 52 и 50. Яунлорское месторождение приурочено к Яунлорскому и Северо-Яунлорскому локальным поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году. Поисковое бурение в пределах Яунлорского поднятия начато в 1966 году.

Сейсмические исследования наиболее современным, в настоящее время, способом двумерной сейсморазведки МОВ ОГТ с 48 кратным прослеживанием отражающих границ проведены на Яунлорском лицензионном участке в объеме около 190 пог.км с/п 08/98-99 ОАО «Тюменнефтегеофизика». Общая плотность сейсморазведочных работ МОВ ОГТ разных лет составляет 1.873 пог.км/км<sup>2</sup> .

Схема изученности сейсморазведочными работами представлена на рисунке 2.

### 3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Формируемое по результатам исследований методами ГИС заключение сопровождается графическим приложением, которое содержит каротажные кривые полного комплекса методов – электрических, радиоактивных, акустических. Помимо этого, в дополнительной колонке размещаются коэффициенты пористости и проницаемости, а также пластовое сопротивление и тип насыщения пропластка. В случае месторождений, принадлежащих ПАО «Сургутнефтегаз», как правило, графическое приложение включает в себя запись данных ВИКИЗ, БК, ИК, ПС, РК (ГК+ННКт), а также данные акустической цементометрии (АЦМ) и локации муфт (ЛМ).

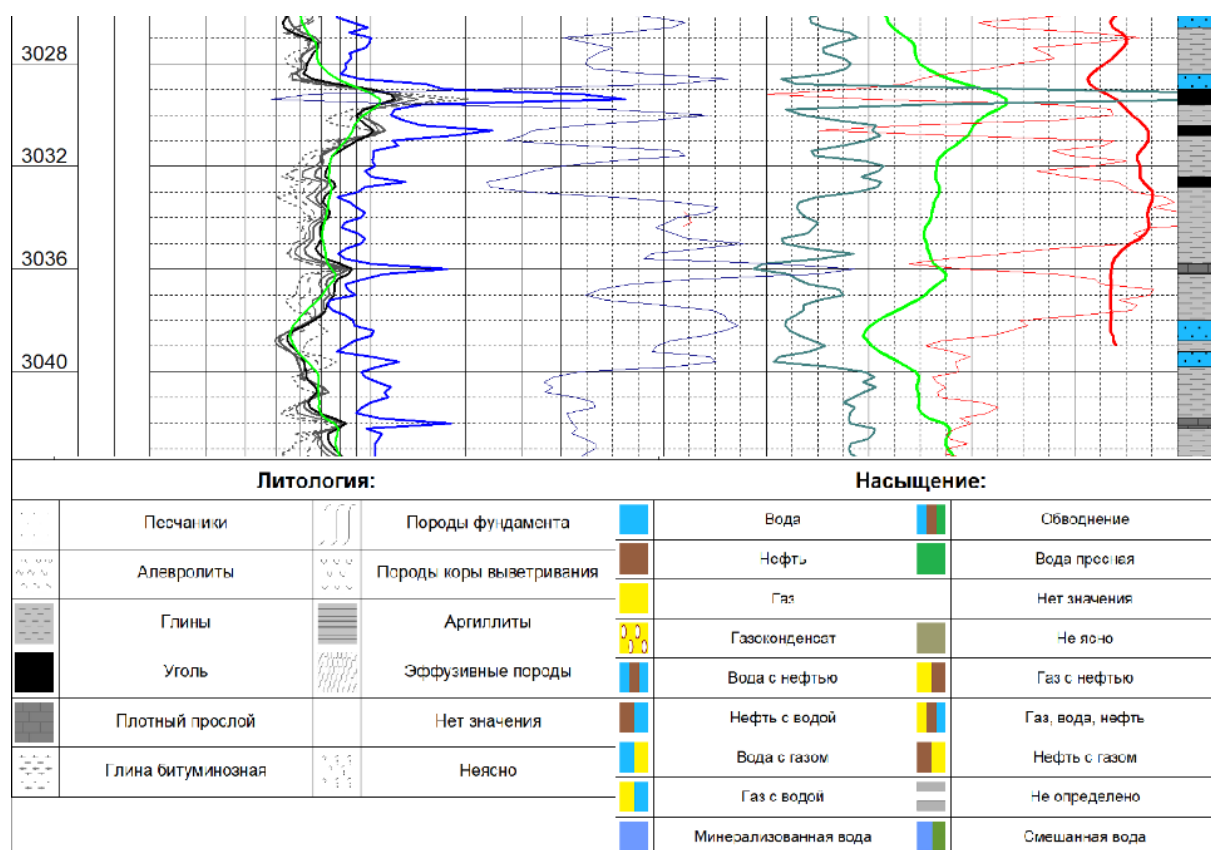


Рисунок 6. Фрагмент графического приложения к заключению.

Пласт ЮС<sub>3</sub>.

Рассмотрим характеристику пород, слагающих разрез, по методам ГИС на примере пласта ЮС<sub>3</sub>.

Основную литологическую разбивку можно осуществить, используя данные трёх методов – ПС, ГК и ГГК-П. При этом интервалы песчаников характеризуются отрицательными аномалиями ПС, глины имеют прямо противоположную характеристику. Таким образом, амплитуду кривой ПС от чистых песчаников до чистых глин можно разделить на три части – чистые песчаники, глинистые песчаники и сильноглинистые песчаники. Также глины обладают повышенной радиоактивностью по методу ГК, поскольку в них содержится большое количество калия  $K_{40}$ .

ГГК-П является дополнительным методом комплекса ГИС, однако он существенно облегчает литологическую разбивку. Метод позволяет точно определять расположение плотных или угольных пропластков.

Для выделения плотных прослоев и углей используются дополнительные методы: БК и ННКт. В плотных интервалах значения БК и ННКт резко возрастают с большой амплитудой, в то время как угли характеризуются спадом показаний ННКт при повышенных показаниях БК.

О наличии коллектора на том или ином интервале можно судить, в том числе, по расхождению показаний разных зондов ВИКИЗ, что характеризует зону проникновения. В зависимости от того, как расположены кривые относительно друг друга, можно судить о характере насыщения пропластка, то есть типе флюида, содержащемся в коллекторе. Показания сопротивления снимаются по данным зонда, имеющего самую большую зону проникновения. Высокие значения сопротивления говорят о нефтяном насыщении пропластка, низкие – о водонасыщенности.



## **4. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

### **4.1. Задачи геофизических исследований**

При изучении геологических разрезов скважин на основе данных выполненного комплекса ГИС решаются следующие задачи: литологическое расчленение разреза; выделение коллекторов и оценка характера их насыщения; определение ФЕС пород, слагающих разрез.

### **4.2. Обоснование объекта исследований**

Яунлорское газонефтяное месторождение характеризуется продуктивными залежами в диапазоне юрских и нижнемеловых отложений. Однако в пределах пласта ЮС<sub>2</sub> были разведаны три залежи нефти – таким образом, ЮС<sub>2</sub> является основным нефтеносным интервалом на территории месторождения и также объектом данного исследования.

Залежь в районе скв. 4405П выявлена в пределах небольшого поднятия в южной части месторождения и ограничена условной окружностью радиусом 1 км. Нефтенасыщенная толщина в скважине составила 1.6 м. В районе скважин 4406П и 4410П выделяются два купола второй залежи, которая имеет пластово-сводовую форму и обладает размерами 3.75 на 1.7 км, при высоте 11 м. Третья залежь располагается в районе Пильтанской площади. Средняя нефтенасыщенная толщина в пределах 5 м.

### 4.3 Физико-геологическая модель объекта

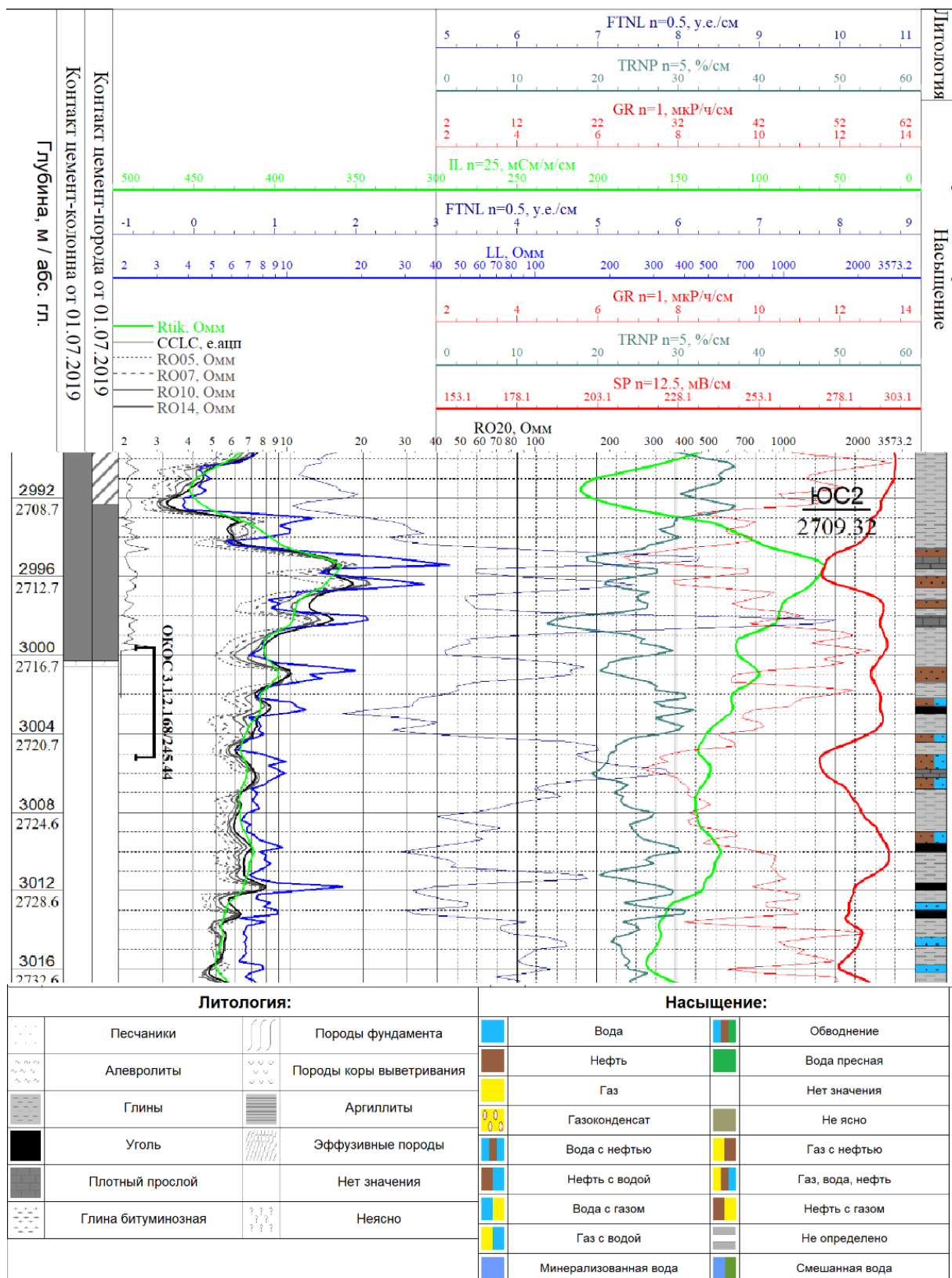


Рисунок 7. Фрагмент графического приложения к заключению по скважине. Пласт ЮС<sub>2</sub>.

Объект исследования состоит из следующих литологических разностей: глины, плотные пропластки, уголь и пласты-коллекторы разного насыщения. Данные разности характеризуются по методам ГИС следующим образом.

Методы ГК и ПС позволяют выделить пласты-коллекторы. Чем меньше содержание глинистых частиц в коллекторе, тем отрицательней аномалия ПС против того или иного пропластка. Показания естественной радиоактивности по методу ГК также характеризуют глинистость пропластков за счёт определения содержания радиоактивного элемента – калия. Расхождение показаний зондов разной глубинности по методу ВИКИЗ также позволяет выделить пласты-коллекторы. При этом сопротивление, определённое по показаниям зонда наибольшей длины, характеризует насыщение пропластка. Высокие сопротивления соответствуют нефтяному насыщению, чем ниже становится значение сопротивления – тем больше обводняется пласт.

Плотностной гамма-гамма каротаж позволяет выделить тонкие пропластки угля или плотных пород – резкий положительный скачок плотности наблюдается против плотных пропластков, угли характеризуются резким спадом, поскольку являются пористыми. Дополнительную информацию дают методы БК и ННКт. В плотных интервалах значения БК и ННКт резко возрастают с большой амплитудой, в то время как угли характеризуются спадом показаний ННКт при повышенных показаниях БК.

#### **4.4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса**

При проведении комплекса ГИС в перспективных интервалах разреза в масштабе 1:200 на Яунлорском месторождении выполняются следующие исследования:

- инклинометрия;
- индукционный каротаж (ИК);
- исследования методом потенциала самопроизвольной поляризации (ПС);
- резистивиметрия;
- боковой каротаж (БК);

- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ);
- радиоактивный каротаж (ГК, НКТ);
- гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П);
- кавернометрия;
- акустическая цементометрия.

*Метод ПС* – применяется для выделения коллекторов, оценки глинистости, фильтрационно-емкостных свойств пород, литологического расчленения и корреляции разрезов скважин. Однако, кривая ПС не записывается в скважинах, где удельное сопротивление промывочной жидкости близко к сопротивлению пластовых вод.

*Боковой каротаж (БК)* – применяется для определения кажущегося удельного электрического сопротивления. Значения кажущихся сопротивлений, измеряемые при боковом каротаже, слабо искажаются влиянием скважины и вмещающих пород. Поэтому БК эффективен для изучения разрезов с частым чередованием пластов, а также в условиях высоких отношений удельных сопротивлений пород  $\rho_{п}$  и промывочной жидкости  $\rho_{с}$ .

*Индукционный каротаж (ИК)* – применяется для определения удельного сопротивления пластов, выделения в разрезе коллекторов, определения их характера насыщения и коэффициента нефтенасыщения. Проводится в скважинах, имеющих  $\rho_{п} < 50 \text{ Ом} \times \text{м}$ ,  $\rho_{п}/\rho_{с} < 200$ , также во всех скважинах на непроводящих растворах.

*Инклинометрия* – применяется для определения пространственного положения ствола скважины, абсолютных отметок продуктивных и реперных пластов.

*ВИКИЗ* – применяется для определения удельного электрического сопротивления, сопротивления и диаметра зоны проникновения с целью выделения в разрезе коллекторов, определения характера насыщения и коэффициента нефтенасыщения. Данный метод позволяет определять характер насыщения маломощных коллекторов и при заводнении пластов нагнетаемыми

водами. Диапазон измерения удельных сопротивлений пород составляет 1-200 Ом\*м.

*Резистивиметрия* – применяется для определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости. Метод применяют также для определения интервалов поглощения промывочной жидкости в скважине.

*Радиоактивные методы (РК)* – применяются для определения плотности и коэффициента пористости продуктивных пластов. НКТ применяется для выделения газонасыщенных пластов, определения коэффициента газонасыщенности и перетоков газа.

Запись естественной радиоактивности (ГК) проводится как в открытом стволе, так и после цементирования скважины. Повторная запись ГК осуществляется в связке с методом *локации муфт (ЛМ)*.

*Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-II)* – применяют для определения плотности и коэффициента пористости продуктивных пластов.

Радиоактивные методы на месторождении проводятся с целью литологического расчленения разреза, выделения в проницаемых интервалах плотных и глинистых прослоев, а в отложениях тюменской свиты – для количественной оценки коллекторов.

*Кавернометрия (КВ)* – применяется для определения среднего диаметра и геометрии ствола скважины, уточнения геологического разреза – выделения коллекторов и т.д.

*Акустическая цементометрия* применяется для определения высоты подъема и оценки качества сцепления цемента с колонной и породой.

Исследования проводятся в направлении, кондукторе, технической и эксплуатационной колоннах.

В целом можно утверждать, что термобарические и гидрогеологические условия месторождения позволяют надежно решить задачи выделения коллекторов, оценки их насыщения и определения количественных параметров.

## 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

### 5.1. Методика проектных геофизических работ

Запись каротажных диаграмм производилась при помощи каротажной станции «Кедр».

*Стандартный картаж* потенциал-зондом ( $A_0=0,5$ ) проводился с одновременной записью потенциала собственной поляризации скважин (ПС). В интервале детального исследования проектных пластов запись производилась в масштабе 1:200, выше по стволу скважины до кондуктора - в масштабе 1:500. Масштаб записи кривой ПС - 12.5 мВ/см. Измерения осуществлялись аппаратурой Э-1 и К-3. Скорость регистрации составляла 1500-2800 м/ч.

*Индукционный картаж (ИК)* проведен практически во всех скважинах месторождения в интервале ВИКИЗ в масштабе глубин 1:200. Запись кривой проводимости осуществлялась зондами 4И1, 4Ф0.75, 6Ф1 и 3И1 аппаратурой ПИК-100, АИК, ИК-100, ИК-3. Масштаб записи кривых – 25 мСм/м\*см. Скорость регистрации составляла 1600-3200 м/час. В процессе интерпретации выявлены случаи занижения величины кажущейся проводимости по кривым индукционного метода. Правильность установления масштаба записи и нулевой линии на диаграммах ИК проверялась путем сопоставления значений удельных сопротивлений, определенных по ВИКИЗ, с данными ИК, при этом показания ИК корректировались по пластам с известными сопротивлениями.

*Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование.* Замеры проводились зондами: И(1)0,4И(2)1,16Г; И(1)0,28И(2)1,13Г; И(1)0,2И(2)0,8Г; И(1)0,14И(2)0,55Г; И(1)0,1И(2)0,4Г. Масштаб записи кривых – 1,5 град/см.

*Боковой картаж (БК)* проведен в масштабе глубин 1:200 аппаратурой Э-1 и ЭК-1. Запись кривой БК производилась в логарифмическом масштабе с модулем 6,25. Скорость регистрации составляла 1800-3000 м/ч.

*Кавернометрия (ДС)* выполнялась по всему стволу в масштабе глубин 1:500, в интервалах проведения ВИКИЗ – в масштабе 1:200 во всех скважинах с целью определения диаметра скважин. Запись проводилась приборами КС-3.

Масштаб записи 2 см/см, скорость записи составляла 1800 -2000м/ч. Качество материала, в основном, хорошее.

*Радиоактивный картаж (РК).* Радиоактивные методы исследования (ГК, НКТ) проводились во всех скважинах в интервале детального исследования проектных пластов в масштабе 1:200 и в масштабе 1:500 от продуктивных горизонтов до устья. Замеры радиоактивного каротажа проводились аппаратурой ДРСТ-3, ДРСТ-1СД. При записи НКТ применялись плутониево-бериллиевые (Pu+Be) или полониево-бериллиевые (Po-Be) источники нейтронов  $5-11 \cdot 10^6$  н/сек. В качестве индикаторов ГК использовались сцинтиляционные счетчики, состоящие из кристалла NaI(Tl) или газоразрядные счетчики типа СНМ-18. Скорость регистрации при постоянной интегрирующей ячейки  $\tau = 3$  сек. составляла 160-250м/ч, при  $\tau = 1.5$  сек, составляла 200-300м/ч. Масштаб записи ГК 0.5-1.0 мкР/час/см. Масштаб записи НКТ - 0,2-0,4 усл. ед./см.

*Резистивиметрия* выполнялась в интервале проведения ВИКИЗ в масштабе глубин 1:200 приборами К-3 , Э-1, РТ-65. Масштаб записи кривой 0,5 Ом/см. Скорость регистрации 1800-2500 м/ч. В ряде скважин месторождения проводилась микрорезистивиметрия. Определенная по данным резистивиметрии величина удельного электрического сопротивления бурового раствора при интерпретации уточнялась по данным ВИКИЗ.

*Акустическая цементметрия (АКЦ)* проводилась с целью определения качества цементации затрубного пространства. Запись проводилась аппаратурой USBA-21. Масштаб амплитудных кривых  $A_p$  и  $A_k$  – 12.5 усл.ед./см. Масштаб временных кривых  $T_1$  и  $T_2$  –50 мкс/см. Скорость регистрации 1000-2000 м/час. Качество материала хорошее и удовлетворительное.

*Гамма-гамма плотностной картаж (ГГК-П)* выполнен в масштабе 1:200 в интервале ВИКИЗ и выше до кондуктора в масштабе 1:500. Запись производилась аппаратурой СГП-2 со скоростью 400 м/час. Масштаб записи - 0,1 г/см<sup>3</sup>/см. В качестве источника гамма-излучения использовался Cs<sup>137</sup>.

*Инклинометрия* проведена во всех скважинах по всему стволу с интервалом регистрации 20 м. Замеры выполнялись прибором КИТ, ИК-2.

## **5.2. Интерпретация геофизических данных**

Качество геофизического материала оценивалось в соответствии с требованиями «Дополнения к технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах».

Обработка материалов ГИС (литологическое расчленение, выделение коллекторов, определение ФЕС коллекторов) производилась с помощью системы «PRIME».

**Прайм (PRIME)** - это программное обеспечение для обработки, анализа и хранения геолого-геофизических данных. Система позволяет наладить взаимодействие между разными группами специалистов, работающих с данными геофизических исследований скважин, выполнять анализ и многоскважинную обработку больших объемов данных.

Прайм - это гибкая и масштабируемая система, позволяющая собирать специализированные рабочие места различной степени сложности. Большинство геофизических исследований, проводимых сегодня российскими добывающими и сервисными компаниями, могут быть обработаны в данной системе [36].

Система Прайм имеет модульную архитектуру, что позволяет подбирать конфигурацию системы максимально подходящую под решение задач каждого пользователя. Среди подключаемых модулей представлены: модули петрофизики, контроля за разработкой, контроля качества цементирования скважины, модули многоскважинного анализа. В зависимости от потребностей клиента Прайм может использоваться в автономном или сетевом варианте, причем количество сетевых пользователей может исчисляться десятками и даже сотнями. В сетевом варианте работы, пользователи системы Прайм имеют доступ к общей и локальной базам данных.

В Прайме реализованы алгоритмы интерпретации данных исследований в открытом стволе, контроля за разработкой, а также контроля качества



цементирования скважины. Вся исходная информация и результаты интерпретации этих исследований хранятся в одной базе. Регулирование прав доступа пользователей позволяет защитить информацию от случайных изменений и, в тоже время, настроить необходимый объем прав тем, кто работает с данными ГИС и результатами их интерпретации. Геологи, геофизики, специалисты групп мониторинга и разработки месторождений посредством Прайма могут быстро найти и получить информацию по скважине и проведенному в ней исследованию.

*Выделение коллекторов.* Задача выделения эффективной толщины пород-коллекторов решалась по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических и геологических материалов, с учетом качественных и количественных признаков.

Критическим значениям пористости по зависимостям  $\alpha_{пс}$  ( $K_{п}$ ) соответствуют принятые при подсчетах запасов 1988 г. и 1997 г. и настоящем отчете критические значения  $\alpha_{пс}=0.4$  в нефтяной части залежи для всех продуктивных пластов и  $\alpha_{пс}=0.25$  для газонасыщенной части залежи.

Расчет параметра  $\alpha_{пс}$  производился по формуле:

$$\alpha_{пс} = \Delta U_{пс} / \Delta u_{пс}^{\text{макс}}, \text{ где}$$

$\Delta u_{пс}$  - амплитуда кривой ПС исследуемого прослоя;

$\Delta u_{пс}^{\text{макс}}$  - амплитуда кривой ПС опорного пласта.

Для пластов группы АС за опорный принимался, как правило, чистый водоносный пласт АС<sub>11</sub>, для пласта БС<sub>10</sub> – пласт БС<sub>6</sub>.

На соседних месторождениях: Тончинском, Быстринском и других, прошедшим апробацию в ГКЗ РФ, для нефтенасыщенных коллекторов также приняты граничные значения  $\alpha_{пс}=0,4$ .

Для выделения коллекторов в отложениях тюменской свиты (пласт ЮС<sub>2</sub>) использовался метод естественной радиоактивности (ГК). Относительный параметр  $\alpha_{ГК} = J^{иссл.} / J^{оп}$  равен отношению амплитуды интенсивности гамма-метода исследуемого пласта к максимальной амплитуде интенсивности, снятой против опорного горизонта. Опорный пласт выбирался

в пласте ЮС<sub>1</sub> или ЮС<sub>3</sub>, в наиболее чистом коллекторе. Критическое значение  $\alpha_{гк}$ , положенное в основу выделения коллекторов ( $\alpha_{гк}=0.65$ ), установлено по соответствующим керновым характеристиками пласта.

*Определение характера насыщения коллекторов.* Характер насыщения коллекторов Яунлорского месторождения определялся по данным электрометрии с учетом результатов работы скважин и анализов керна.

Притоки нефти получены из пропластков имеющих сопротивление  $\geq 4.2$  Ом\*м. При этом значении сопротивления коэффициент нефтенасыщенности меняется от 30% в глинистых коллекторах и до 50% в чистых.

При разделении продуктивных коллекторов на газо- и нефтенасыщенные наряду с данными опробования использовались результаты повторного радиоактивного каротажа. Газонасыщенные интервалы коллекторов выделялись по приращениям над фоновыми повторных замеров НКТ, увязанных между собой по непроницаемым интервалам.

*Определение коэффициента пористости.* Коэффициент пористости для продуктивных пластов Яунлорского месторождения рассчитывался по зависимости  $K_{п}(\alpha_{пс})$ .

Для пластов АС<sub>4-10</sub> зависимость имеет вид:

$$K_{п} = 10.49 + 27.75 * \alpha_{пс} - 10.19 * \alpha_{пс}^2.$$

Для определения коэффициента пористости пласта БС<sub>10</sub> применяется зависимость:

$$K_{п} = 7 + 36.229 * \alpha_{пс} - 17.65 * \alpha_{пс}^2.$$

Для определения пористости пластов ачимовской толщи была также установлена корреляционная связь коэффициента пористости  $K_{п}$  и относительного параметра  $\alpha_{пс}$ , с привлечением керновых данных Быстринского месторождения. Уравнение имеет вид:

$$K_{п} = 12.837 * \alpha_{пс} + 11.607.$$

Керн из пласта ЮС<sub>2</sub> исследован всего в трех скважинах месторождения. Поэтому для определения пористости была применена зависимость  $K_{п}(\alpha_{гк})$ ,

полученная на данных керна пласта ЮС<sub>2</sub> Восточно-Сургутского месторождения. Уравнение имеет вид:

$$K_{\text{п}}=14.0*\alpha_{\text{ГК}}+6.1.$$

*Определение коэффициента проницаемости.* Коэффициент проницаемости коллекторов всех продуктивных пластов, кроме пласта БС<sub>10</sub>, определялся с использованием зависимостей коэффициента проницаемости  $K_{\text{пр}}$  от коэффициента пористости  $K_{\text{п}}$ , полученных по данным лабораторных исследований керна.

Для коллекторов пластов АС<sub>4-10</sub> коэффициент проницаемости рассчитывался по следующей зависимости:

$$\log K_{\text{пр}}=0.310*K_{\text{п}} - 6.123, 10^{-15} \text{ м}^2$$

Для коллекторов пласта БС<sub>10</sub> коэффициент проницаемости рассчитывался по зависимости  $K_{\text{пр}} = f(\alpha_{\text{пс}})$ . Уравнение регрессии имеет вид:

$$\log K_{\text{пр}}=3.688*\alpha_{\text{пс}}-1.29, 10^{-15} \text{ м}^2$$

Для коллекторов ачимовской толщи при создании алгоритма определения коэффициента проницаемости использованы данные керна скважины 4401Р Дунаевского месторождения, расположенной прямо за границей лицензии Яунлорского месторождения. Уравнение регрессии, полученное в результате сопоставления  $K_{\text{пр}}$  и  $K_{\text{п}}$ , имеет вид:

$$\log K_{\text{пр}} = -1.5483-0.06278*K_{\text{п}}+0.00865* K_{\text{п}}^2, 10^{-15} \text{ м}^2$$

Для коллекторов пласта ЮС<sub>2</sub> по данным керна получено следующее уравнение регрессии:

$$\log K_{\text{пр}}=0.214*K_{\text{п}}-3,211, 10^{-15} \text{ м}^2$$

*Определение коэффициента нефтенасыщенности.* Коэффициент нефтегазонасыщенности коллекторов пластов АС<sub>4-10</sub>, БС<sub>10</sub> и БС<sub>18-20</sub> определялся по обобщенной зависимости для Сургутского свода:

$$\log w_{\text{в}} = 1.72-1.06*\log p_{\text{п}}+0.22*(\log p_{\text{п}})^2.$$

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов пласта ЮС<sub>2</sub> определялся с использованием зависимостей Быстринского месторождения.

## **6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ: ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ПЛАСТОВ ПО КЕРНУ**

Физические исследования кернового материала, отобранного на территории Яунлорского месторождения, осуществлялись в исследовательских лабораториях согласно аттестованным методикам. Лабораторные исследования являются неотъемлемой частью комплекса геологоразведочных работ и проводятся в обязательном порядке, поскольку на данный момент необходимой стала максимальная информативность о тех породах, которые слагают исследуемый разрез.

Согласно имеющейся информации об исследованиях кернового материала, отобранного на Яунлорском месторождении, можно перечислить основные методы исследования. Открытая пористость ( $K_{п}$ ) определяется в данном случае по методу насыщения (в качестве насыщающей жидкости, как правило, используются вода и керосин). Проницаемость ( $K_{пр}$ ) определяется методом фильтрации газа на установке ГК-5 (до 2000 г.) и позже на приборах ОРР-610 и АРР-608 фирмы «Coretest systems» (США) также согласно утверждённым методикам. Данные о водонасыщенности получены методом центрифугирования. Полученные при этом значения связанной воды, названные водоудерживающей способностью ( $K_{вс}$ ), являются комплексной характеристикой свойств пород как возможных коллекторов.

### **6.1 Определение открытой пористости по керну**

Пористость породы - важный параметр, необходимый для оценки запасов нефти и выяснения процессов фильтрации в пористой среде. Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каналов, трещин, каверн).

Коэффициентом пористости  $K_{п}$  будет называться отношение объема пор образца  $V_{п}$  к объему того же образца  $V_{о}$ .

$$K_{п} = V_{п}/V_{о} \quad (1)$$

Открытая пористость (пористость насыщения), включает в себя только сообщающиеся между собой поры. При исследованиях методом насыщения И.А. Преображенского в качестве насыщающей жидкости берётся керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц) или пластовая вода.

При выборе методов измерения пористости необходимо учитывать особенности и свойства коллектора. При оценке пористости пород газовых коллекторов, сложенных алевролитами и песчано-алевролитовыми отложениями, открытую пористость следует измерять газометрическим способом. Пористость их оказывается существенно большей, чем при насыщении этих пород керосином. Газометрический способ следует также применять для измерения пористости пород, разрушающихся при насыщении керосином.

*Ход исследования.* Предварительно экстрагированный и высушенный при 105°C стандартный цилиндрический образец породы взвешивают и получают массу  $m_1$ . Затем образец под вакуумом насыщается рабочей жидкостью (как правило, керосином или моделью пластовой воды).

Насыщенный образец вынимают и освобождают его от избытка керосина путем обкатывания на стекле. Нельзя использовать для удаления жидкости с поверхности образца матерью или губку, поскольку в данном случае велик риск удаления жидкости из приповерхностных пор данного образца, что в дальнейшем может в значительной степени отразиться на результатах. Надежным признаком достаточного удаления влаги является исчезновение блеска на поверхности образца и появление характерного матового вида породы. После этих операций насыщенный образец взвешивают в воздухе ( $m_2$ ).

Поделив разность масс насыщенного и сухого образцов на плотность рабочей жидкости ( $\delta_{ж}$ ), получаем объем пор  $V_{п}$  данного образца породы:

$$V_{п} = (m_2 - m_1) / \delta_{ж}$$

Далее насыщенный образец гидростатически взвешивают в рабочей жидкости ( $m_3$ ). Поделив разность масс насыщенного образца в воздухе и в рабочей жидкости на плотность рабочей жидкости, получаем объем данного образца породы:

$$V_o = (m_2 - m_3)/\delta_{ж}$$

Согласно уравнению 6.1:

$$K_{п} = V_{п}/V_o = \{(m_2 - m_1)/\delta_{ж}\}/\{(m_2 - m_3)/\delta_{ж}\} = (m_2 - m_1)/(m_2 - m_3).$$

Как видно, величина  $\delta_{ж}$  в уравнении сокращается. Следовательно, определять ее нет необходимости. Однако, если для контроля требуется определить отдельно объемы образца и пор, то плотность рабочей жидкости необходимо измерить или рассчитать.

Форма записи данных при определении открытой пористости насыщения выглядит следующим образом:

Таблица 2. Форма записи полученных данных при исследовании методом насыщения керна.

| № | Величина  | Обозначение                 |
|---|---|-----------------------------|
| 1 | Вес образца, г                                  | $m_1$                       |
| 2 | Вес насыщенного образца в воздухе, г            | $m_2$                       |
| 3 | Вес насыщенного образца в рабочей жидкости, г   | $m_3$                       |
| 4 | Плотность рабочей жидкости, г/см <sup>3</sup>   | $\delta_{ж}$                |
| 5 | Коэффициент открытой пористости насыщения, доли | $K_{п}=(m_2-m_1)/(m_2-m_3)$ |

## 6.2 Определение абсолютной проницаемости по керну

Проницаемость — параметр, характеризующий способность пород пласта пропускать флюид. Для общей характеристики физических свойств пород используется абсолютная проницаемость. Под абсолютной проницаемостью принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней одной фазы, химически инертной по отношению

к породе. Для ее оценки обычно используется воздух или газ (как правило, азот), так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей. Для определения абсолютной проницаемости пород на Яунлорском месторождении применялся метод стационарной фильтрации газа.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k * \frac{1}{\mu} * \frac{(P_1 - P_2)}{L}$$

где  $v$  - скорость линейной фильтрации;

$Q$  - объемный расход жидкости в единицу времени;

$\mu$  - динамическая вязкость флюида;

$F$  - площадь фильтрации;

$P_1$  - давление на входе;

$P_2$  - давление на выходе;

$L$  - длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется величиной, которую называют коэффициентом проницаемости ( $K_{пр}$ ):

$$K_{пр} = \frac{Q * \mu * L}{(P_1 - P_2) * F}$$

*Ход исследования.* Предварительно выбуренные стандартные цилиндрические образцы высушивают при температуре  $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ . Сильно глинистые породы сушат при температуре  $(70 \pm 2)^\circ\text{C}$ . Потом определяют размеры образцов штангенциркулем как среднее из 3—5 определений в каждом направлении с точностью до 0,1 мм. Расхождение между определениями не должно превышать 0,5 мм.

Конструкция установки, предназначенная для измерения абсолютной газопроницаемости фильтрации, предусматривает наличие источника давления или разрежения, регулятора давления, кернодержателя и измерителей давления и расхода газа.

При стационарной фильтрации источником давления служит баллон с газообразным азотом (1). Газ очищают от паров воды и загрязняющей пыли с помощью фильтра (5) и хлористого кальция (4), измерителями давления служат технические пружинные манометры (7), в качестве расходомера (10) используется градуированная стеклянная трубка.

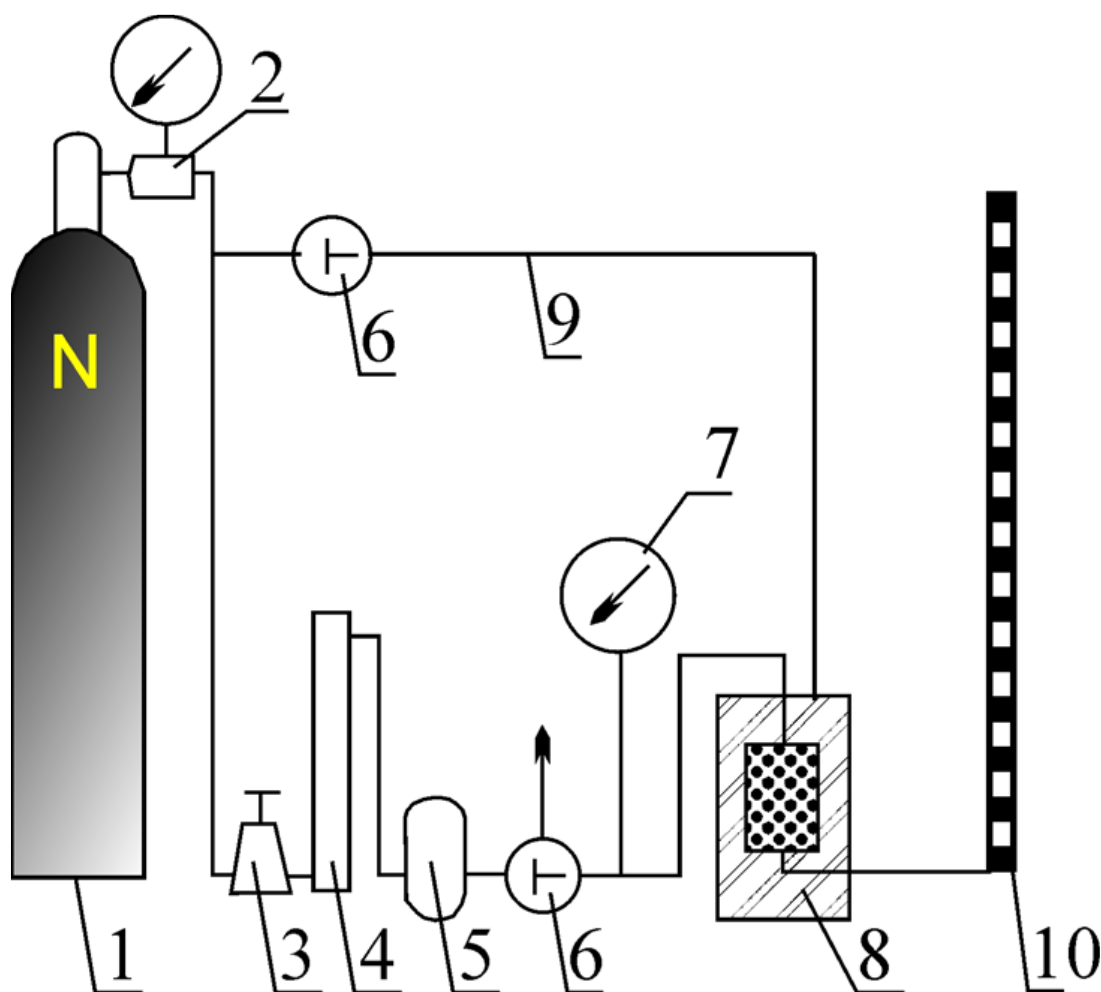


Рисунок 8. Принципиальная схема установки для определения газопроницаемости. 1 – источник давления, 2 - редуктор высокого давления, 3 - редуктор низкого давления, 4 - осушитель газа, 5 - фильтр, 6 - трехходовой кран, 7 - манометр, 8 - кернодержатель, 9 - линия создания обжима, 10 - градуированная трубка измерения расхода газа.

Цилиндрический образец помещают в резиновую манжету кернодержателя Хасслера (8) таким образом, чтобы зазор между боковой



поверхностью образца и стенками манжеты был минимальным. Создают давление бокового обжима, обеспечивающее отсутствие проникновения (проскальзывания) газа между образцом и манжетой не выше 2,5 МПа (оптимальное значение оставляет 1,3-1,5 МПа) с помощью предусмотренной в аппарате пневмосистемы (9). Давление обжима заносят в таблицу результатов.

С помощью редуктора (3) устанавливают рабочий перепад давления, контролируемый манометрами.

Измерение расхода газа производится с помощью отсчета времени прохождения мыльного пузырька через определенный объем градуированной трубки (10), установленной на выходе из образца и соединенной с атмосферным давлением [18].

Оптимально одно измерение должно продолжаться около 30-90 секунд, что обеспечивает минимальную погрешность замеров.

Измерение расхода газа через образец выполняют три раза при различных перепадах давления в пределах 0,1 – 0,2 МПа.

При каждом единичном замере или через каждые 10 образцов при проведении серии измерений необходимо фиксировать температуру и давление окружающей среды, что требуется для введения соответствующих поправок и расчета вязкости газа.

Коэффициент газопроницаемости при стационарной фильтрации вычисляется по формуле:

$$K_{\text{пр}} = \frac{V * \mu * L * P_{\text{бар}}}{t * \Delta P * \left( \frac{\Delta P}{2} - P_{\text{бар}} \right) * F}$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент газопроницаемости, измеренный при определенном среднем давлении в образце, [ $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>] (мД);

$V$  – объем газа, прошедший через образец, см<sup>3</sup>;

$t$  – время прохождения газа, с;

$\mu$  – вязкость газа в рабочих условиях, мПа\*с;

$\Delta P$  – перепад давления на образце между входом и выходом из него потока, 0,1 МПа;

$P_{\text{бар}}$  – барометрическое давление, 0,1 МПа;

$L$  – длина образца, см;

$F$  – площадь поперечного сечения образца, см<sup>2</sup>;

Эффект скольжения газа проявляется в наличии зависимости измеренной и вычисленной по закону Дарси величины проницаемости от среднего давления в образце. Величина проницаемости, измеренная при среднем давлении  $P_{\text{CP}}$ , приближающемся к пластовому  $P_{\text{CP}} \rightarrow P_{\text{пл}}$ , является абсолютной ( $K_{\text{пр.абс}}$ ) и близка к величине проницаемости по жидкости, не реагирующей с породой.

Величина абсолютной газопроницаемости  $K_{\text{пр.абс}}$  связана с величиной проницаемости, измеренной при заданном среднем давлении, соотношением:

$$K_{\text{пр.абс}} = \frac{K_{\text{пр}}}{1 + b/P_{\text{CP}}}$$

где  $K_{\text{пр}}$  – значение газопроницаемости, определенное при данном среднем давлении ( $P_{\text{CP}}$ );  $b$  – коэффициент скольжения (Клинкенберга), зависящий от типа породы и фильтруемого газа.

Значение  $K_{\text{пр.абс}}$  получают непосредственными измерениями при различных средних давлениях.

### 6.3 Определение остаточной водонасыщенности по керну

Под коэффициентом остаточной водонасыщенности ( $K_{\text{ов}}$ ) понимают долю объема остаточной воды ( $V_{\text{в.ост}}$ ) в объеме порового пространства ( $V_{\text{п}}$ ):

$$K_{\text{ов}} = V_{\text{в.ост}} / V_{\text{п}}$$

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта влияет на процессы движения нефти в пористой среде и вытеснения ее водой из пласта.

Основным методом оценки остаточной водонасыщенности является прямое определение количества воды в керне, отобранном из скважин, пробуренных на безводном растворе.

К косвенным методам относятся лабораторные опыты по искусственному моделированию содержания остаточной воды, однако прямой метод остаётся самым надёжным.

*Определение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования.* Измерение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования заключается в помещении насыщенного образца породы в поле с ускорением, в  $e$  раз превосходящее ускорение свободного падения, под воздействием которого происходит его гравитационное обезвоживание. Значение  $e$  рассчитывается по следующей формуле:

$$e = \omega^2 r_{\text{вр}} / g,$$

Где  $r_{\text{вр}}$  - радиус вращения образца,  $\omega$  - угловая скорость,  $g$  - ускорение свободного падения ( $\sim 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$ ).

Исходя из расчета угловой скорости  $\omega = 2 \pi n / 60$ ,  $e$  будет равно:

$$e = 1,11 \cdot 10^5 \cdot r_{\text{вр}} \cdot n^2,$$

где  $n$  - число оборотов центрифуги.

Способ центрифугирования определения остаточной воды достаточно быстр и точен. Для образцов песчаных пород создается давление вытеснения до  $3 \text{ кгс}/\text{см}^2$ , что обеспечивает удаление из них в основном только свободной воды и получение остаточной водонасыщенности, близкой к определяемой капилляриметрическим методом.

Образцы породы (стандартные цилиндры), высушенные до постоянной массы, взвешивают на аналитических весах ( $M_1$ ). Затем их насыщают раствором, моделирующим пластовую воду, повторно взвешивают на воздухе ( $M_2$ ) и измеряют их сопротивление.

По полученным данным определяют полную водонасыщенность образцов.

$$K_{\text{в}100\%} = M_2 - M_1.$$

*Ход исследования.* Подбирают образцы в пары так, чтобы их масса была почти одинаковой, затем помещают их в стаканчики, которые устанавливаются

в центрифугу напротив друг друга. Пробами должны быть заполнены все стаканчики.

Образцы уравнивают, добавляя разновесы. Пробы, взятые для одновременной загрузки, должны иметь примерно одинаковую проницаемость. После этого центрифугу включают и разгоняют ее до необходимой скорости вращения. Подбор скорости вращения определяется по формуле:

$$P = 1,11 * 10^5 * \Delta\delta * n^2 * h$$

где P – расчетное капиллярное давление,  $\Delta\delta$  – разница плотностей двух фаз (жидкости насыщения и воздуха), h – высота образца.

Через 30 мин (время пуска и остановки не учитывается) останавливают центрифугу, вынимают образцы из стаканчиков, взвешивают образцы с остаточной водой ( $M_3$ ) и измеряют их сопротивление.

Рассчитывают коэффициент насыщения пород остаточной водой по формуле:

$$K_{ов} = V_{ост}/V_{пор} = (M_3 - M_1)/(M_2 - M_1)$$

где  $V_{ост}$  – объем оставшейся в поровом пространстве воды,  $V_{пор}$  – объем пор образца. Величина плотности жидкости насыщения не влияет на результат, т.к. она в обоих случаях одна и та же.

Форма записи данных при определении остаточной водонасыщенности выглядит следующим образом:

| № образца | Масса сухого образца $M_1$ , г | Масса насыщ-го образца $M_2$ , г | Сопротивление до центрифуг-я $\rho_1$ , Ом*м | Масса образца после центрифуг-я $M_3$ , г | Сопротивление после центрифуг-я $\rho_2$ , Ом*м | $K_{ов}$ , % |
|-----------|--------------------------------|----------------------------------|--|---|---|--------------|
|-----------|--------------------------------|----------------------------------|--|---|---|--------------|

#### 6.4 Связь между результатами ГИС и исследованиями кернового материала

Для того, чтобы достичь максимальной информативности при исследованиях разреза скважины, необходимо не только обеспечить проведение исследований методами ГИС и петрофизических исследований отобранного керна в лабораторных условиях, но и увязать полученные данные

между собой. При этом данные привязанного керна используются для контроля качества проведённого комплекса ГИС.

При сопоставлении результатов ГИС и лабораторных исследований производится осреднение значений по керну в интервале выбранных пропластков.

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

Студенту:

|               |                            |
|---------------|----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 |
| 225А          | Логинова Вера Владимировна |

|                     |             |                              |                                     |
|---------------------|-------------|------------------------------|-------------------------------------|
| <b>Школа</b>        | <b>ИШПР</b> | <b>Отделение школы (НОЦ)</b> | <b>ОГ</b>                           |
| Уровень образования | специалитет | Направление/специальность    | «Технология геологической разведки» |

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

|   |  |
|---|--|
| <i>1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>   | Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов и использования инструмента             |

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

|  |  |
|--|--|
| <i>1. Планирование и формирование бюджета проектных работ</i>  | Определение этапов работ; определение трудоемкости и продолжительности работ. Расчет стоимости проведения геофизических исследований в скважинах на нефть и газ. |
| <i>2. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.</i> | Экономическая оценка затрат, связанных с выполнением геологического задания.   |

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

1. Смета затрат

|   |  |
|---|--|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |  |
|---|--|

**Задание выдал консультант:**

|             |              |                        |         |      |
|-------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Должность   | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН | Якимова Т.Б. | К.Э.Н                  |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

|        |               |         |      |
|--------|---------------|---------|------|
| Группа | ФИО           | Подпись | Дата |
| 225А   | Логинова В.В. |         |      |

## 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основной задачей раздела является составление сметы затрат на проведение комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) на территории Яунлорского месторождения.

Для того, чтобы определить общую сумму затрат на выполнение геологического задания, требуется составить последовательный перечень работ, определить продолжительность выполнения каждого вида работ и общую продолжительность выполнения комплекса работ в соответствии с проектом.

В качестве нормативного документа для выполнения раздела был использован справочник «Производственно-отраслевые нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).

Таблица 3. Затраты труда.

| №  | Вид работ                                       | Объём    |        | Затраты труда                 |              |                                 |                               |              |                                 |
|----|---|----------|--------|-------------------------------|--------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------|---------------------------------|
|    |   | Ед. изм. | Кол-во | Рабочие                       |              |                                 | ИТР                           |              |                                 |
|    |   |          |        | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм.     | Итого времени на объем. чел-час | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм.     | Итого времени на объем. чел-час |
| 1. | Кавернометрия                                   | м        | 50     | 0.22                          | чел-час/100м | 0.11                            | 0.15                          | чел-час/100м | 0.075                           |
| 2. | Вспомогательные работы при кавернометрии        | опер     | 1      | 2.94                          | чел-час/опер | 1.47                            | 1.96                          | чел-час/опер | 0.98                            |
| 3. | Инклинометрия                                   | тчк      | 5      | 0.084                         | чел-час/тчк  | 0.042                           | 0.056                         | чел-час/тчк  | 0.028                           |
| 4. | Вспомогательные работы при инклинометрии        | опер     | 1      | 1.02                          | чел-час/опер | 0.51                            | 0.68                          | чел-час/опер | 0.34                            |
| 5. | Резистивиметрия                                 | м        | 50     | 0.18                          | чел-час/100м | 0.09                            | 0.12                          | чел-час/100м | 0.06                            |
| 6. | Вспомогательные работы при резистивиметрии      | опер     | 1      | 2.34                          | чел-час/опер | 1.17                            | 1.56                          | чел-час/опер | 0.78                            |
| 7. | Стандартный каротаж (КС+ПС)                     | м        | 50     | 0.18                          | чел-час/100м | 0.09                            | 0.16                          | чел-час/100м | 0.08                            |
| 8. | Вспомогательные работы при стандартном каротаже | опер     | 1      | 2.34                          | чел-час/опер | 1.17                            | 1.56                          | чел-час/опер | 0.78                            |

Продолжение табл.3

|                                     |   |            |       |       |                        |       |       |                        |       |
|-------------------------------------|---|------------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------------------|-------|
| 9.                                  | БКЗ   | м          | 50    | 0.24  | чел-<br>час/100м       | 0.12  | 0.16  | чел-<br>час/100м       | 0.08  |
| 10.                                 | Вспомогательны<br>е работы при БКЗ                              | опер       | 1     | 2.34  | чел-<br>час/опер       | 1.17  | 1.56  | чел-<br>час/опер       | 0.78  |
| 11.                                 | Радиоактивный<br>каротаж<br>(ГК+ННКТ) +<br>Локация муфт<br>(ЛМ) | м          | 50    | 1.8   | чел-<br>час/100м       | 0.9   | 1.2   | чел-<br>час/100м       | 0.6   |
| 12.                                 | Вспомогательны<br>е работы при РК<br>+ ЛМ                       | опер       | 1     | 3.45  | чел-<br>час/опер       | 1.73  | 2.30  | чел-<br>час/опер       | 1.15  |
| 13.                                 | Индукционный<br>каротаж (ИК)                                    | м          | 50    | 0.25  | чел-<br>час/100м       | 0.125 | 0.16  | чел-<br>час/100м       | 0.08  |
| 14.                                 | Вспомогательны<br>е работы при ИК                               | опер       | 1     | 2.34  | чел-<br>час/опер       | 1.17  | 1.56  | чел-<br>час/опер       | 0.78  |
| 15.                                 | Плотностной<br>гамма-гамма<br>каротаж (ГГК-П)                   | м          | 50    | 3     | чел-<br>час/100м       | 1.5   | 2     | чел-<br>час/100м       | 1     |
| 16.                                 | Вспомогательны<br>е работы при<br>ГГК-П                         | опер       | 1     | 3.24  | чел-<br>час/опер       | 1.62  | 2.16  | чел-<br>час/опер       | 1.08  |
| 17.                                 | Акустическая<br>цементометрия<br>(АЦМ)                          | м          | 50    | 0.65  | чел-<br>час/100м       | 0.325 | 0.43  | чел-<br>час/100м       | 0.215 |
| 18.                                 | Вспомогательны<br>е работы при<br>АЦМ                           | опер       | 1     | 3.24  | чел-<br>час/опер       | 1.62  | 2.16  | чел-<br>час/опер       | 1.08  |
| 19.                                 | Спуско-<br>подъёмные<br>операции (СПО)                          | м          | 42540 | 0.07  | чел-<br>час/100м       | 29.8  | 0.05  | чел-<br>час/100м       | 21.2  |
| 20.                                 | ПЗР   | опер       | 1     | 6.72  | чел-<br>час/опер       | 6.72  | 4.48  | чел-<br>час/опер       | 4.48  |
| 21.                                 | Проезд  | км         | 50    | 0.114 | чел-<br>час/км         | 5.7   | 0.076 | чел-<br>час/км         | 3.8   |
| 22.                                 | Тех. дежурство  | парт-<br>ч | 12    | 3.6   | чел-<br>час/парт-<br>ч | 43.2  | 2.4   | чел-<br>час/парт-<br>ч | 28.8  |
| На запись<br>диаграмм<br>: чел-час. | 10.1  |            |       | 9.1   |                        |       |       |                        |       |
| Всего:<br>чел-час.                  | 100.4   |            |       | 68.2  |                        |       |       |                        |       |

### 7.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ указаны в соответствии с нормативным документом, обеспечивающим достоверность сведений текущей главы.

Нормативная продолжительность проведения геологоразведочных работ складывается из количества видов каротажа, расстояния до месторождения, технического дежурства, объёма записи и объёма спускоподъёмных операций (СПО).



Таблица 4. Затраты времени

| №  | Вид работ   | Объём   |        | Норма времени по ПОСН 81-2-49 | ед. изм. | Итого времени на объём. мин. |
|----|---|---------|--------|-------------------------------|----------|------------------------------|
|    |   | Ед.изм. | Кол-во |                               |          |                              |
| 1  | Кавернометрия                                       | м       | 50     | 3.7                           | мин/100м | 1.85                         |
| 2  | Вспомогательные работы при кавернометрии            | опер    | 1      | 49                            | мин/опер | 49                           |
| 3  | Инклинометрия                                       | тчк     | 5      | 1.4                           | мин/тчк  | 7                            |
| 4  | Вспомогательные работы при инклинометрии            | опер    | 1      | 17                            | мин/опер | 17                           |
| 5  | Резистивиметрия                                     | м       | 50     | 3                             | мин/100м | 1.5                          |
| 6  | Вспомогательные работы при резистивиметрии          | опер    | 1      | 39                            | мин/опер | 39                           |
| 7  | Стандартный каротаж (КС+ПС)                         | м       | 50     | 3                             | мин/100м | 1.5                          |
| 8  | Вспомогательные работы при стандартном каротаже     | опер    | 1      | 39                            | мин/опер | 39                           |
| 9  | БКЗ   | м       | 50     | 3                             | мин/100м | 1.5                          |
| 10 | Вспомогательные работы при БКЗ                      | опер    | 1      | 39                            | мин/опер | 39                           |
| 11 | Радиоактивный каротаж (ГК+ННКТ) + Локация муфт (ЛМ) | м       | 50     | 39                            | мин/100м | 18.5                         |
| 12 | Вспомогательные работы при РК+ЛМ                    | опер    | 1      | 57.5                          | мин/опер | 57.5                         |
| 13 | Индукционный каротаж (ИК)                           | м       | 50     | 4.1                           | мин/100м | 2.05                         |
| 14 | Вспомогательные работы при ИК                       | опер    | 1      | 39                            | мин/опер | 39                           |
| 15 | Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П)             | м       | 50     | 50                            | мин/100м | 25                           |
| 16 | Вспомогательные работы при ГГК-П                    | опер    | 1      | 87.5                          | мин/опер | 43.7                         |
| 17 | Акустическая цементометрия (АЦМ)                    | м       | 50     | 10.8                          | мин/100м | 5.4                          |

|                              |                                 |        |       |      |            |       |
|------------------------------|---------------------------------|--------|-------|------|------------|-------|
| 18                           | Вспомогательные работы при АЦМ  | опер   | 1     | 54   | мин/опер   | 54    |
| 19                           | Спуско-подъёмные операции (СПО) | м      | 42540 | 1.18 | мин/100м   | 765.7 |
| 20                           | ПЗР                             | опер   | 1     | 112  | мин/опер   | 112   |
| 21                           | Проезд                          | км     | 50    | 1.9  | мин/км     | 95    |
| 22                           | Тех.дежурство                   | парт-ч | 6     | 60   | мин/парт-ч | 360   |
| На запись диаграмм, чел-час: |                                 |        |       |      |            | 178.7 |
| Итого, чел-час:              |                                 |        |       |      |            | 1774  |

Таблица 5. Сметные расчёты по видам работ комплексной геофизической партии

| №   | Вид работ   | Объём   |        | Стоимость каротажа | Ед.изм.  | Стоимость объёма работ, руб. | Повышающие коэф-ты |                  | Итого, руб. |
|-----|---|---------|--------|--------------------|----------|------------------------------|--------------------|------------------|-------------|
|     |   | Ед.изм. | Кол-во |                    |          |                              | Коэф. удор.        | Коэф. норм. усл. |             |
| 1.  | Кавернометрия                                       | м       | 50     | 22.91              | руб/100м | 11.5                         | 3.38               | 1.2              | 46.6        |
| 2.  | Вспомогательные работы при кавернометрии            | опер    | 1      | 247.19             | руб/опер | 247.19                       | 3.38               | 1.15             | 960         |
| 3.  | Инклинометрия                                       | тчк     | 5      | 5.24               | руб/тчк  | 2.62                         | 3.38               | 1.2              | 10.7        |
| 4.  | Вспомогательные работы при инклинометрии            | опер    | 1      | 64.17              | руб/опер | 64.17                        | 3.38               | 1.15             | 249.4       |
| 5.  | Резистивиметрия                                     | м       | 50     | 22.6               | руб/100м | 11.3                         | 3.38               | 1.2              | 45.8        |
| 6.  | Вспомогательные работы при резистивиметрии          | опер    | 1      | 240.87             | руб/опер | 240.87                       | 3.38               | 1.15             | 936.2       |
| 7.  | Стандартный каротаж (КС+ПС)                         | м       | 50     | 20.35              | руб/100м | 10.2                         | 3.38               | 1.2              | 41.3        |
| 8.  | Вспомогательные работы при стандартном каротаже     | опер    | 1      | 240.87             | руб/опер | 240.87                       | 3.38               | 1.15             | 936.2       |
| 9.  | БКЗ   | м       | 50     | 20.35              | руб/100м | 10.2                         | 3.38               | 1.2              | 41.3        |
| 10. | Вспомогательные работы при БКЗ                      | опер    | 1      | 240.87             | руб/опер | 240.87                       | 3.38               | 1.15             | 936.2       |
| 11. | Радиоактивный каротаж (ГК+ННКТ) + Локация муфт (ЛМ) | м       | 50     | 48.4               | руб/100м | 24.2                         | 3.38               | 1.2              | 98.2        |
| 12. | Вспомогательные работы при РК + ЛМ                  | опер    | 1      | 293.9              | руб/опер | 295.4                        | 3.38               | 1.15             | 1148.2      |
| 13. | Индукционный каротаж (ИК)                           | м       | 50     | 27.53              | руб/100м | 13.8                         | 3.38               | 1.2              | 56          |
| 14. | Вспомогательные работы при ИК                       | опер    | 1      | 295.4              | руб/опер | 295.4                        | 3.38               | 1.15             | 1148.2      |
| 15. | Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П)             | м       | 50     | 290.06             | руб/100м | 145                          | 3.38               | 1.2              | 588.12      |

Продолжение табл.5

|     |                                  |        |       |        |          |        |      |      |        |
|-----|----------------------------------|--------|-------|--------|----------|--------|------|------|--------|
| 16. | Вспомогательные работы при ГГК-П | опер   | 1     | 275.24 | руб/опер | 275.24 | 3.38 | 1.15 | 1069.8 |
| 17. | Акустическая цементметрия (АЦМ)  | м      | 50    | 72.14  | руб/100м | 36.07  | 3.38 | 1.2  | 146.3  |
| 18. | Вспомогательные работы при АЦМ   | опер   | 1     | 293.9  | руб/опер | 293.9  | 3.38 | 1.15 | 1142.4 |
| 19. | Спуско-подъёмные операции (СПО)  | м      | 42540 | 7.34   | руб/100м | 3122.4 | 3.38 | 1.75 | 18470  |
| 20. | ПЗР                              | опер   | 1     | 573.35 | руб/опер | 573.35 | 2.93 | 1.15 | 1931.9 |
| 21. | Проезд                           | км     | 50    | 15.49  | р/км     | 774.5  | 1.51 | 1.15 | 1345   |
| 22. | Тех. дежурство                   | парт-ч | 6     | 257.7  | р/парт-ч | 1546.2 | 2.28 | 1.15 | 4054.2 |
| 23. | Итого:                           |        |       |        |          |        |      |      | 35402  |

По результатам расчетов итоговая стоимость комплекса геофизических исследований в одной скважине в интервале 50 м составила – 35402 руб.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|        |                            |
|--------|----------------------------|
| Группа | ФИО                        |
| 225А   | Логинова Вера Владимировна |

|                     |             |                           |                                     |
|---------------------|-------------|---------------------------|-------------------------------------|
| Школа               | ИШПР        | Отделение школы (НОЦ)     | ОГ                                  |
| Уровень образования | специалитет | Направление/специальность | «Технология геологической разведки» |

**Тема ВКР:**

Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для определения коллекторских свойств на Яунлорском месторождении (ХМАО – Югра).

|   |   |
|---|---|
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>                  |   |
| 1. Характеристика объекта исследования  | Объектом исследования являются геофизические исследования скважин (ГИС) на территории Яунлорского месторождения (ХМАО – Югра).  |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b> |   |
| 2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.                 | Изучение и анализ специальных правовых норм трудового законодательства. Рассмотрение требований к организации рабочей зоны.   |
| 3. Производственная безопасность.   | Анализ вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия данных факторов.   |
| 4. Экологическая безопасность.  | Анализ воздействия производственной деятельности на окружающую среду. Разработка решений для обеспечения экологической безопасности.<br><ul style="list-style-type: none"> <li>- Неудовлетворительный микроклимат на открытом воздухе</li> <li>- Превышение уровня шума</li> <li>- Поражение электрическим током.</li> <li>- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.</li> </ul> |
| 5. Безопасность при чрезвычайных ситуациях.                                     | Анализ возможных ЧС на производстве:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>- выбор типичной ЧС;</li> <li>- разработка мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по ликвидации возникшей ЧС и её последствий.</li> </ul> Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)   |

|   |  |
|---|--|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |  |
|---|--|

**Задание выдал консультант:**

|   |                           |                        |         |      |
|---|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Должность   | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин | Гуляев Милий Всеволодович |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

|        |               |         |      |
|--------|---------------|---------|------|
| Группа | ФИО           | Подпись | Дата |
| 225А   | Логинова В.В. |         |      |

## **8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данном разделе рассматриваются вопросы безопасности относительно выполнения комплекса геофизических исследований скважин.

Яунлорское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 30-35 км от г. Сургута. На месторождении имеется сеть бетонных дорог. Объекты производственной инфраструктуры: трансформаторная подстанция, центральный пункт сбора и подготовки нефти, а также газоперерабатывающий завод находятся на Западно-Сургутском месторождении.

Месторождение располагается на болотно-озёрной равнине и относится к южной мерзлотной зоне.

### **8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Согласно ст. 147 ТК РФ, оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными факторами труда, устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда составляет четыре процента тарифной ставки для работ с нормальными условиями труда, конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа работников. Кроме того, согласно ст. 148 ТК РФ, оплата труда в местностях с особыми климатическими условиями также предполагает повышение тарифной ставки.

Работникам, занятым на производстве с вредными и (или) опасными условиями труда предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск. Минимальная продолжительность такого отпуска составляет семь календарных дней (ст. 117 ТК РФ).

В соответствии со ст. 221 ТК РФ, на работах с вредными и (или) опасными условиями труда работникам бесплатно выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты,

прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия. Работодатель за счет своих средств обязан в соответствии с установленными нормами обеспечивать своевременную выдачу специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену.

### **8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Заказчик геофизических исследований и работ в скважине (ГИРС) обязан обеспечить подготовку скважины для качественного, безопасного и безаварийного проведения ГИРС. Подготовка скважин для проведения ГИРС осуществляют в соответствии с требованиями нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

Исполнитель ГИРС должен иметь службу безопасности труда, обеспечивающую выполнение требований безопасности, предусмотренных при проведении ГИРС.

Для эффективного и безопасного проведения ГИРС необходимо:

- подготовить скважину и её обсадную колонну для обеспечения беспрепятственного спуска и подъёма скважинной геофизической аппаратуры и (или) оборудования по всему стволу скважины до забоя в течение времени, необходимого для проведения ГИРС;

- подготовить устьевое оборудование и противовыбросовые устройства для установки геофизического спуско-подъёмного оборудования и лубрикаторных устройств при работе в скважинах с герметизированным устьем, фиксации (крепления) на устье геофизической скважинной аппаратуры и оборудования или их секций;

- подготовить механизмы для провеждения спуско-подъёмных операций и погрузо-разгрузочных работ с геофизической скважинной аппаратурой и оборудованием;

- подготовить агрегаты и системы промывки скважины для предотвращения аварийных ситуаций и использования отдельных видов геофизической скважинной аппаратуры и оборудования;

- подготовить электрооборудование скважины для энергопитания геофизической аппаратуры и оборудования с соблюдением норм безопасности при технической эксплуатации электроустановок;

- подготовить площадки для размещения, монтажа, технологических перемещений геофизической аппаратуры и оборудования на скважине, места временного хранения взрывчатых материалов, радиоактивных веществ и выполнения работ с ним;

- обеспечить освещение скважины для проведения ГИРС в тёмное время суток в соответствии с требованиями действующих нормативных документов;

- подготовить устройства водо- и теплоснабжения, обеспечивающие возможности эксплуатации геофизической аппаратуры и оборудования, в том числе при отрицательных температурах;

- подготовить подъездные пути к скважине, обеспечивающие возможность аварийной эвакуации геофизической аппаратуры и оборудования, а также персонала. [3]

## 8.2 Производственная безопасность

Неблагоприятные производственные факторы, сопровождающие любой вид деятельности, подразделяются на вредные и опасные. Граница между ними является условной, поскольку один и тот же фактор в зависимости от интенсивности воздействия может попадать в ту или иную категорию. [4]

Таблица 6.

Опасные и вредные факторы при проведении геофизических исследований скважин

| Наименование работ                     | Факторы ГОСТ 12.0.003-2015        |  | Нормативные Документы                      |
|--|-----------------------------------|--|--|
|  | Опасные                           | Вредные  |  |
| Геофизические исследования в скважинах | 1. Поражение электрическим током. | 1. Неудовлетворительный микроклимат на открытом воздухе. | 1. ГОСТ 12.1.003–2014<br>2. ГОСТ 12.1.005- |

|  |  |                            |   |
|--|--|----------------------------|---|
|  | 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. | 2. Превышение уровня шума. | 88<br>3. ГОСТ 12.1.029-80<br>4. ГОСТ 12.1.030-81<br>5. ГОСТ 12.1.038-82<br>6. ГОСТ 12.1.019-2017<br>7. ГОСТ 12.2.003-91 |
|--|--|----------------------------|---|

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

Первая группа неблагоприятных производственных факторов – вредные факторы.

Воздействие вредных факторов влечет за собой возникновение заболеваний или усугубление уже имеющихся заболеваний.

#### *1. Неудовлетворительный микроклимат на открытом воздухе.*

Показатели микроклимата должны обеспечивать поддержание оптимального теплового состояния организма, при котором сохраняется нормальное функциональное состояние организма, соответственно - производительность труда работника.

Показателями микроклимата являются:

- температура;
- влажность;
- величина атмосферного давления;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Рабочий персонал геофизических партий производит работы на открытом воздухе. Яунлорское месторождение располагается на территории северного региона - ХМАО, поэтому наиболее важно следить за температурным режимом и обеспечением оптимальных условий труда для работников Сургутского района в соответствии с долгим зимним периодом.



В соответствии с РД 153-39.0-072-01 геофизические работы на открытом воздухе при температуре - 27°C, -29°C с ветром 3,4-5,4 м/с или при температуре -30°C, - 35°C без ветра, сотрудникам должны предоставляться средства индивидуальной защиты и перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 минут через каждый час работы. При температуре -35°C с ветром силой не более 3,4 м/с или без ветра при температуре - 40°C работы на открытом воздухе прекращаются.

ГИС запрещается проводить во время грозы, буранов, сильных туманов, сильного дождя и при сильных морозах, поскольку такие погодные условия способствуют возникновению аварийных ситуаций на буровой.

## *2. Превышение допустимого уровня шума.*

Одним из основных вредных факторов условий труда является шум технологического оборудования. Шум оказывает негативное влияние на работника: повышает его утомляемость, увеличивает время выполнения работы, а также способствует непосредственному снижению слуха.

Основными физическими характеристиками шума являются:

- частота звука;
- интенсивность звука;
- звуковое давление.

В нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю - эквивалентному уровню шума в дБА.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий приведены в таблице 7.

Таблица 7.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий по ГОСТ 12.1.003-83

| Рабочие места   | Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц) |     |     |     |      |      |      |      |  |
|---|---|-----|-----|-----|------|------|------|------|--|
|   | 63  | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА |
| Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий | 95  | 87  | 82  | 78  | 75   | 73   | 71   | 69   | 80   |

Предлагаемые средства защиты для минимизации воздействия шума:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

### 8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вторая группа неблагоприятных производственных факторов – опасные факторы.

Проявление опасных факторов приводит к травмам, в том числе – смертельным.

#### 1. Поражение электрическим током.

Во время проведения ГИС опасность поражения электрическим током может исходить от оборудования, которое практически всегда работает под напряжением.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность, согласно ГОСТ 12.1.030-81 и ГОСТ 12.1.038-82.

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Сборку и разборку электрических схем, ремонт проводов, а также проверку исправности цепей следует выполнять при выключенном источнике тока. Подобные работы должны производить не менее двух исполнителей, имеющих соответственный допуск по электробезопасности.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000 В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000 В: диэлектрические калоши, коврики и подставки.

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

На всех этапах полевых работ есть возможность получить травму, также существует риск подвергнуться механическому воздействию. Получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных и спуско-подъемных работах на скважине.

Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода – изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, назначаются приказом начальника партии.

Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

### **8.3. Экологическая безопасность**

Строительство и эксплуатация скважин неизбежно влекут за собой серьёзное воздействие на окружающую среду, поэтому важно минимизировать отрицательные последствия этого вмешательства. С этой целью создаются инструкции по охране окружающей среды.

Инструкция направлена на обеспечение экологической безопасности природных экосистем и населения в краткосрочный и долгосрочный периоды строительства скважин с учетом вероятности их консервации и ликвидации на стадии бурения или после их освоения и предусматривает установление уровня приемлемого риска путем составления научно обоснованного прогноза изменения состояния природной среды при различных сценариях применения альтернативных технологий и технических средств.

**Защита атмосферы.** Основными воздухоохранными мероприятиями при строительстве скважин являются:

- выбор режима работы технологического оборудования и технологий, обеспечивающих соблюдение нормативов предельно допустимых выбросов и поддержание уровня загрязнения атмосферного воздуха ниже ПДК;

- регулирование топливной аппаратуры дизельных двигателей бурового оборудования (или замена дизелей на электропривод) и автотранспорта для снижения загазованности территории буровой;

- применение специальных горелок и выбор оптимального режима работы факельных устройств, обеспечивающих полноту сгорания сероводородсодержащего газа.

**Защита гидросферы.** Основными мероприятиями по охране водных ресурсов являются:

- организация системы учета забора свежей воды в соответствии с формой учетной документации использования вод и нормативными требованиями;
- повторное использование очищенных сточных вод для технологических операций;
- снижение объемов накопления жидких отходов путем использования отработанных буровых растворов для приготовления новых.

**Защита литосферы.** Для выполнения экологических требований по обеспечению охраны природных сред (растительности, почв и недр) от загрязнения отходами бурения и испытания скважин в период обустройства площадки организуется система сбора, хранения и обезвреживания производственных и бытовых отходов. [15]

#### **8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайной ситуацией называется опасная обстановка в пределах некоторой территории, сложившаяся в результате аварии, стихийного бедствия или распространения заболевания, которая влечет за собой человеческие жертвы или наносит ущерб здоровью людей и состоянию окружающей среды.

Аварией при проведении ГИРС считают опасное техногенное происшествие, создающее угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению применяемых технических устройств, неконтролируемому взрыву и выбросу опасных веществ, потере управления источником ионизирующих излучений, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде.

Поскольку радиоактивный каротаж входит в обязательный комплекс геофизических исследований, важным аспектом является рассмотрение радиационно-опасных аварий на скважине.

К радиационно-опасным авариям относят:

- оставление аппаратуры с источником ионизирующих излучений или непосредственно источника ионизирующих излучений в скважине;

- повреждение (разгерметизация) закрытого источника ионизирующих излучений.

Во избежание возникновения аварийной ситуации ГИРС должны быть прекращены, а кабель и скважинный прибор извлечены из скважины, если:

- возникают нефтегазопроявления и переливы промывочной жидкости;
- возникает активное поглощение промывочной жидкости со скоростью выше 15м/ч;

- возникают затяжки кабеля при подъёме и (или) неоднократные остановки скважинной аппаратуры при спуске, помимо известных интервалов каверн или уступов;

- возникает неисправность лаборатории, подъёмника, скважинной аппаратуры или оборудования, а также кабеля;

- происходит ухудшение метеоусловий: видимость – менее 20 м, скорость ветра – более 20 м/с, обледенение кабеля;

- на буровой проводятся работы, препятствующие выполнению ГИРС.

Кроме того, при спуске аппаратуры или оборудования в скважину запрещается преодолевать сужения, в том числе образовавшиеся за счёт глинистой корки, посредством нанесения ударов скважинными приборами.

Безопасность при ликвидации последствий радиационно-опасной аварии обеспечивают в соответствии с требованиями санитарных правил обеспечения радиационной безопасности и ГОСТ 12.2.034-78 Аппаратура скважинная геофизическая с источниками ионизирующих излучений: Общие требования радиационной безопасности.

При ликвидации последствий радиационных аварий проводят (в том числе в случае ликвидации путем установки цементного моста):

- непрерывный радиационный контроль промывочной жидкости и бурильного инструмента, извлекаемого из скважины;

- исследования, подтверждающие отсутствие разгерметизации источника ионизирующих излучений;

- дозиметрический контроль персонала, принимающего участие в работах по ликвидации последствий аварии.

При радиационной аварии с разгерметизацией закрытого источника ионизирующих излучений дополнительно проводят:

- дозиметрический контроль персонала, не принимающего участия в ликвидации последствий аварии;

- мероприятия по защите персонала, населения и окружающей среды, в том числе при помощи средств защиты, деактивации и санитарной обработки;

- гигиеническую оценку радиационной обстановки и индивидуальных доз облучения персонала и отдельных групп населения, а также лиц, принимавших участие в аварийных работах. [3]

### **8.5 Пожаровзрывобезопасность**

Наряду с авариями непосредственно при осуществлении исследований, распространённой и вероятной ЧС является пожар на территории исследований, поэтому необходимо также рассмотреть пожарную безопасность.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются:

- неосторожное обращение с огнем;
- неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования;
- разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов;
- неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса [9].

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

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая

состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

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

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину)
- ведро пожарное – 1 шт.
- топоры – 1 шт.
- лопаты – 2 шт.
- кошма – 2×2м (на каждую машину).

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

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



## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Дипломный проект выполнен на основе результатов геолого-геофизических изысканий в районе объекта исследования и анализа данных результатов.

На основе проведенного анализа построена физико-геологическая модель проектируемой поисково-разведочной скважины, спроектирован комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. Кроме того, рассмотрена непосредственно методика полевых работ и камеральная обработка результатов выполненных ГИС.

Специальная часть посвящена изучению лабораторных исследований ядра по аттестованным методикам.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» рассчитана проектно-сметная стоимость геофизических работ в интервале 50м, которая составила 35402 руб.

В разделе «Социальная ответственность» выполнен анализ вредных и опасных производственных факторов, а также представлены рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека и мероприятия по охране окружающей среды и организации действий в чрезвычайных ситуациях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Опубликованная:*

1. ПОСН 81-2-49 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ.
2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1).
3. ГОСТ 32358-2013 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования.
4. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
5. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности (с Изменением №1).
6. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением №1).
7. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением №1).
8. ГОСТ 12.2.034-78 Система стандартов безопасности труда. Аппаратура скважинная геофизическая с источниками ионизирующих излучений. Общие требования радиационной безопасности (с Изменением №1).
9. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением №1).
10. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).
11. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением №1).
12. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

13. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
14. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
15. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.
16. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.
17. 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.
18. Иванов М.К. и др. Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения). Учебное пособие в 2-х книгах. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. – 208 стр.
19. Методическое руководство по определению физических свойств горных пород и полезных ископаемых. М.: Госгеолтехиздат, 1962.
20. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.
21. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969.
22. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрофизическими методами под редакцией В.И. Горояна - ВНИГНИ, Москва, 1978. - 396 с.
23. Калинин М.К. Методика исследования коллекторских свойств кернов. М.: Гостоптехиздат, 1963.
24. Методы исследования пород коллекторов. М.: ВНИГНИ, 1970.

25. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.

26. Кобранова В.Н. Петрофизика. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.

27. ОСТ 39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.

28. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. М.: Недра, 1970.

29. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Лабораторные работы по курсу «Физика нефтяного пласта». М.: Гостоптехиздат, 1953.

30. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., 1977. - 287 с.

31. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. М., 1979. 199 с.

32. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). Л., 1987. 269 с.

33. Глушков, Д.В. Современные технологии профильных исследований ядра и интерпретация результатов исследований /Д.В. Глушков, Н.А. Попов, А.Л. Родионова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 5. - С. 73-78.

34. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. Выпуск 7 Лабораторные исследования полезных ископаемых и горных пород. - М.: ВИЭМС, 1993. - 70 с.

*Фондовая:*

35. Материалы геологического фонда ПАО «Сургутнефтегаз». Сведения о Яунлорском месторождении, ХМАО-Югра // Геологический отдел, ПАО «Сургутнефтегаз». – 30 с.

*Электронные ресурсы:*

36. Научно-производственный центр ГЕОТЭК. Официальный сайт. [Электронный ресурс] – <http://www.primegeo.ru>
37. Научно-технический журнал «Геофизические технологии». Официальный сайт. [Электронный ресурс] – <https://www.rjgt.ru/jour/index>
38. Журнал «Геофизика». Официальный сайт. [Электронный ресурс] – <http://geofdb.com/articles>
39. Журнал «Геология и геофизика». Сайт издательства Сибирского отделения Российской академии наук. [Электронный ресурс] – <http://sibran.ru/journals/GiG>
40. Группа компаний «Логис Геотех». Официальный сайт. [Электронный ресурс] – <http://www.geotech.ru>