

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Геофизические исследования в процессе бурения на Ярегском нефтетитановом месторождении (Республика Коми)

УДК 553.982'494:550.832-047.74(470.13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Юсев Владислав Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М. М.	Д.ф.-м.н., профессор		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М. М.	Д.ф.-м.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В. Н.	К. ф. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоенко Е. В.	К. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Ростовцев В. В.	К.г.-м.н.		

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

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

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление 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
3-2231	Юсев Владислав Владимирович

Тема работы:

Геофизические исследования в процессе бурения на Ярегском нефте-титановом месторождении (Республика Коми)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1330/С от 20.02.2019

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования,</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Географо-экономический очерк района работ. 2. Краткая геолого-геофизическая изученность 3. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет. Физические и фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора 4. Проектная часть. Выбор участка работ и ФГМ объекта. 5. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. 6. Методика и техника полевых работ и метрологическое обеспечение.

<p>проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 7. Обработка и интерпретация геофизических данных. 8. Применение геофизических методов для выделения водонефтяного и газонефтяного контакта на месторождении, 9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 10. Социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Положение Ярегского месторождения на географической карте Ухтинского района 2. Геологический профиль Нефтешахты № 3 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез Ярегского месторождения 4. Выкопировка из карты тектонического районирования Тимано-Печорской провинции 5. Геологическая карта Ухтинского района 6. Схема расположения профилей 7. Временной разрез по профилю 14-07-03 8. Привязка отражающих горизонтов по скважине 9R 9. Сводный геолого-геофизический разрез Ярегского месторождения 10. Геонавигация по данным базовых измерений 11. Интерпретация структурных углов, трещин и разломов по имиджу на двумерном разрезе 12. Пример геонавигации с картированием границ 13. Пример картирования резервуара 14. Интерпретация инверсии с картографа высокого разрешения 15. Пример созданного детального 3D сектора модели с выделенными разломами и блочной структурой 16. Типизация горных пород, определение текстурных и структурных особенностей 17. Определение типов горных пород по данным 18. Принцип работы FLAIR 19. Пример использования технологии FLAIR при бурении поисковой скважины на шельфе Малайзии
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Геологическая часть</p>	<p>Немирович-Данченко М. М.</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения</p>	<p>Фадеева В. Н.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Белоевко Е. В.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М. М.	Д.ф.-м.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Юсев Владислав Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: с.111, рис. 19, табл. 12, 19 источников.

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин (ГИС); Ярегское нефте-титановое месторождение, оценка фильтрационно-емкостных свойств, оценка характера насыщения, проектирование геофизических методов ГИС, интерпретация данных.

Объектом исследования являются пласты-коллекторы на Ярегском месторождении.

Цель работы – проект на проведение геофизических исследований в скважинах на Ярегском месторождении Республики Коми.

В процессе исследования проводились: анализ геологического строения Ярегского месторождения, результатов, ранее проведенных ГИС; составлен проект геофизических работ с целью решения разведочных задач на месторождении. Также проведен комплекс геофизических методов для исследования месторождения.

В результате исследования был составлен проект геофизических исследований для доразведки Ярегского месторождения, определен метод исследования скважин.

Область применения результаты специальных исследований могут быть использованы при улучшения проводки направленных скважин с целью повышения добычи нефти на Ярегском месторождении.

В будущем планируется использовать комплекс геолого-геофизического сопровождение во время бурения для сокращения времени и расходов на геофизические исследования.

ESSAY

Final qualifying work contains: p. 111, Fig. 19, Table 12, Source 19.

Key words: geophysical well survey methods (GIS); Yarega oil-titanium field, evaluation of reservoir properties, saturation character assessment, design of geophysical methods of GIS, data interpretation.

The object of study are reservoir beds at the Yaregskoye field.

The goal of the work is a project to conduct geophysical studies in wells at the Yaregskoye field of the Komi Republic.

In the course of the study, the following was conducted: analysis of the geological structure of the Yaregskoye field, the results of previously conducted GIS; A project of geophysical work was drawn up with the aim of solving exploration tasks at the field. A complex of geophysical methods was also carried out to study the field.

As a result of the study, a geophysical survey project was drawn up for the additional exploration of the Yaregskoye field, and a well survey method was determined.

Scope The results of special studies can be used to improve the wiring of directional wells in order to increase oil production at the Yaregskoye field.

In the future, it is planned to use a complex of geological and geophysical support during drilling to reduce the time and cost of geophysical research.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж;

БК – боковой каротаж;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГК – гамма-каротаж;

ГГК – гамма-гамма-каротаж;

ГГК-п – гамма-гамма-каротаж плотностной;

ГИС – геофизические исследования в скважинах;

ГОСТ – государственный стандарт;

ИК – индукционный каротаж;

КС – каротаж сопротивления;

МБК – микробоковой каротаж;

НКТ – нейтронный каротаж;

ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

ПБ – правила безопасности;

ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;

РК – радиоактивный каротаж;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНиП – строительные нормы и правила;

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФГМ – физико-геологическая модель;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭДС – электродвижущая сила.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	11
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	12
1.1. Географо-экономический очерк района	12
1.2. Геолого-геофизическая изученность района	16
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	22
2.1. Стратиграфия	22
2.2. Тектоника	32
2.3. Полезные ископаемые	37
2.4. Нефтегазоносность	39
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	53
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	57
4.1. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследования ..	57
4.2. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	58
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	64
5.1. Методика и техника проведения геофизических исследований	64
5.2. Интерпретация геофизических данных	65
6. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ	69
6.1. Геонавигация по данным базовых измерений	69
6.2. Геонавгация с использованием имиджей плотности и сопротивления	70
6.3. Геонавигация с картированием границ пластов и резервуаров	72
6.4. Интерпретация инверсии многопластового картирования	74
6.5. Разномасштабная детализированная структурная интерпретация	74
6.6. Типизация горных пород по данным углубленного анализа шлама	76
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	82
7.1 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту ..	82
7.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования	83
7.3 Смета расходов на проектируемые работы	88
8.3 Производственная безопасность	95
8.3.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	100

8.4 Экологическая безопасность.....	101
8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	110

ВВЕДЕНИЕ

Ярегское месторождение расположено в южной части Тимано-Печорской провинции в Ухтинском районе Республики Коми.

Нефтетитановая залежь расположена на глубине около 200 м в песчаниках среднего и верхнего девона и содержит аномально вязкую нефть.

Месторождение включает три структуры: Ярегскую, Лыаельскую и Вежавожскую. В промышленной разработке с 1939 г. находится только Ярегская площадь, где с 1972 г. применяется термошахтная технология добычи нефти.

Освоенная на месторождении термошахтная технология, несмотря на высокие технологические показатели, характеризуется большими эксплуатационными затратами на бурение больших объёмов подземных скважин. Для повышения

Для разработки лицензионных площадей месторождения более целесообразно использовать технологии наклонно-направленного бурения с современным комплексом геолого-геофизического сопровождения.

В данной дипломной работе рассматриваются методы геофизических исследований во время бурения и предлагается комплекс геофизических исследований для повышения качества проводки и бурения наклонно-направленных скважин, что позволит более экономически эффективно проводить разработку месторождения.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо-экономический очерк района

Ярегское месторождение расположено в Ухтинском районе центральной части Республики Коми в 18 км к юго-западу от города по железной дороге Воркута-Котлас. Географические координаты его: $63^{\circ}25'$ северной широты и $53^{\circ}11'$ восточной долготы.

Месторождение расположено на северо-восточном склоне Южного Тимана, в междуречье Ижмы - левого притока Печоры и Ухты. Находясь на границе зон средней и северной тайги, местность представляет собой залесенное и в значительной степени заболоченное (более 15%) плоско-волнистое плато, изрезанное долинами мелких речек и ручьев. Абсолютные отметки водоразделов колеблются в пределах 140-160 м. Несудоходная р. Ухта протекает в 12 км к северу от центра месторождения. Среднегодовой расход ее в г. Ухте $45,8 \text{ м}^3/\text{с}$, а минимальный (в январе) – $6,7 \text{ м}^3/\text{с}$. В пределах месторождения протекают мелкие притоки рек Ухты и Ижмы, берущие начало из болот.

Климат района умеренно холодный со слабовыраженным континентальным характером. Особенностью его является избыточная влажность, резкие сезонные и суточные колебания температуры и атмосферного давления. По данным Ухтинской метеостанции среднегодовая температура воздуха $-0,7^{\circ} \text{С}$, наиболее холодного месяца $-17,6^{\circ}$, а самого теплого $+16^{\circ}\text{С}$. Абсолютный максимум $+37,7^{\circ}\text{С}$, а абсолютный минимум -56°С . Средняя температура отопительного периода (259 дней) $-7,2^{\circ}\text{С}$.

Вечной мерзлоты нет. Глубина максимального сезонного промерзания грунтов под оголенной от снега поверхностью 2,1-2,5 м. Реки замерзают в середине ноября и вскрываются в начале мая.

В настоящее время основным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения действующих предприятий, общее водопотребление которых более $3500 \text{ м}^3/\text{сут}$, является речка Лунь-Вож, протекающая близ западной границы шахтного поля 3, впадающая в р. Ухту. Минимальный расход ее 120 л/с . Очистка

воды осуществляется на фильтровальной станции. Водоснабжение более крупного предприятия рекомендуется организовать из р. Ухты с водозабором в 10 км от месторождения.

Более перспективным для централизованного водоснабжения следует считать подземные воды доманикового водоносного горизонта. Эти воды, вскрытые скважинами в 4 км восточнее месторождения при стабильных высоких дебитах, по химическим свойствам и бактериальной характеристике являются пригодными для хозяйственных и питьевых нужд.

Электроэнергоснабжение осуществляется от Ухтинской ТЭЦ-2, в городе действует Ухтинский нефтеперерабатывающий завод.

Район располагает большими ресурсами нерудного минерального сырья и развитой стройиндустрией. Здесь имеются промышленные запасы кирпичных глин, известняков и доломитов для производства бутового камня, щебня, цемента, извести и наполнителя в асфальтобетоне. В частности, для дорожного строительства и ремонта используется щебень известняков из действующего карьера на левом берегу р. Лыаель, вблизи северо-восточного контура залежи нефти III пласта.

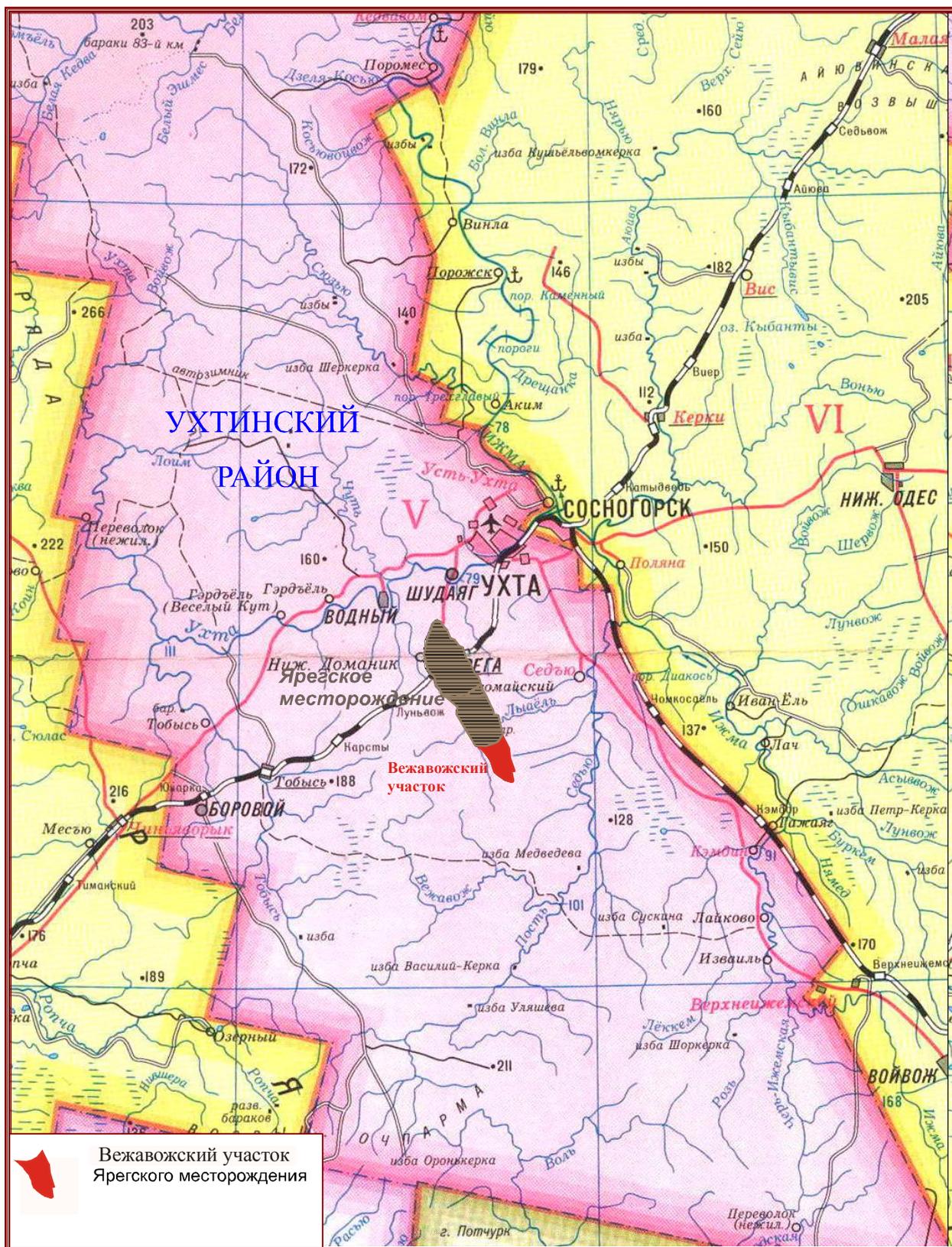


Рисунок 1 – Положение Ярегского месторождения на географической карте Ухтинского района

Местность представляет собой залесенное и большей частью заболоченное плоско-волнистое плато, изрезанное долинами мелких речек и ручьев глубиной до 20-40 м с абсолютными отметками +90-140 м, на водоразделах – +130-160 м. Современный рельеф сформировался в результате ледниковых, водно-ледниковых и эрозионных процессов и сохраняет некоторые морфологические элементы, свидетельствующие об унаследованности древних тектонических структур. Коренные породы большей частью скрыты под рыхлыми отложениями.

Основным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения действующих предприятий Ярегского куста в настоящее время является речка Лунвож, протекающая вблизи северо-западной границы месторождения. Более перспективными для централизованного водоснабжения следует считать подземные воды доманикового водоносного горизонта, вскрытого скважинами в 6 км восточнее пос. Ярега, которые при стабильных высоких дебитах по химическим свойствам и бактериальной характеристике являются пригодными для хозяйственных и питьевых нужд.

В пределах месторождения в 3-4 км друг от друга находятся три поселка нефтешахт: пос. Ярега (нефтешахта 1), пос. Первомайский (нефтешахта 2), пос. Нижний Доманик (нефтешахта 3) и поселок железнодорожной станции Ярега. В последние годы интенсивно застраивается благоустроенными жилыми домами центральный поселок Ярега. Поселки между собой и с г. Ухтой (23 км) связаны асфальтированной автомобильной дорогой круглогодичного действия.

Добычу нефти на месторождении осуществляет НШУ «Яреганефть» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Железнодорожным и автомобильным транспортом нефть транспортируется на Ухтинский нефтеперерабатывающий завод ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка».

1.2. Геолого-геофизическая изученность района

Месторождение открыто в 1932 г. Разведка основной промышленной Нижней россыпи (Нижнего рудного горизонта) осуществлялась главным образом линиями скважин колонкового бурения, задаваемыми вкрест простирания залежи или в направлениях, близких к нему.

В пределах предварительной разведки (1958-60 г.г.) в центральной части месторождения были заложены три опорные разведочные линии длиной 3, 4-3, 7 км, которые затем получили названия: Северный (I-I), Центральный (II-II) и Южный (III-III) методические профили. Расстояние между двумя первыми 2,0-2,5 км, а южный находится в 3,0-3,5 км от центрального. Интервалы между скважинами в них были 600-800 м, а по участку центрального профиля на юго-западе шахтного поля № 3 они уменьшены до 200-100 м. Одновременно на том же юго-западном фланге нефтешахты близ ее стволов, которые предполагалось использовать для первоочередной отработки россыпи, через 600-700 м друг от друга были пройдены три коротких линии (№№ 1, 2, 3) длиной 600-800 м по 7-8 равномерно расположенных скважин в каждой.

На первом этапе детальной разведки (1961-1963 гг.), для которой было избрано северо-западное крыло шахтного поля № 3, где россыпь оказалась богаче, залегающей наиболее высоко и ограниченной крупным тектоническим нарушением, были пробурены семь линий скважин (№№ 4,5,6,7,8,9 и 10) длиной от 200 до 700 м, через 150-250 м друг от друга при расстоянии между сечениями 100 м. Эти же интервалы между скважинами были приняты и для двух дополнительных линий (№№ 11,12) длиной 700-750 м, заложенных между ранее пробуренными линиями на западе южной половины шахтного поля, где, таким образом, был создан второй участок детализации с расстоянием между линиями 300 и 450 м. Этому способствовало также частичное сгущение скважин по опорному северному профилю до 100 м (местами до 200-300 м), которое было предпринято как для перевода запасов в высшие категории на западе нш-3, так и в методических целях.

Всего на 01.01.1964 г. было закончено опробованием 171 разведочная скважина, из которых 135 пробурены из подземных горных выработках нефтешахт. Более трудоемкие и дорогие скважины с поверхности бурились дополнительными линиями для сгущения сети (№№ 1,6,11) или одиночно и кустами для оконтуривания россыпи на западе и в целях опробования на титан вышележащих пород-песчаников пластов II, А и I нижефранского возраста.

Большинство разведочных линий задавалось, как указывалось, вкрест общему простиранию россыпи, т.е. с ЮЗ на СВ (40-60°), за исключением семи упомянутых коротких линий детальной разведки на северо-западе нш-3, где они ориентированы близширотного или с ЗСЗ на ВЮВ-вкрест древнего тектонического нарушения, обусловившего здесь, как тогда казалось, резкий поворот на северо-восток бывшей береговой линии и всей зоны выклинивания россыпи.

В последующий период разведки, в соответствии с задачами прироста запасов промышленных категорий с одной стороны и оконтуривания оруднения с другой, разведочная сеть сгущалась на западе и в центре и расширялась на восточном, северном и южном флангах месторождения.

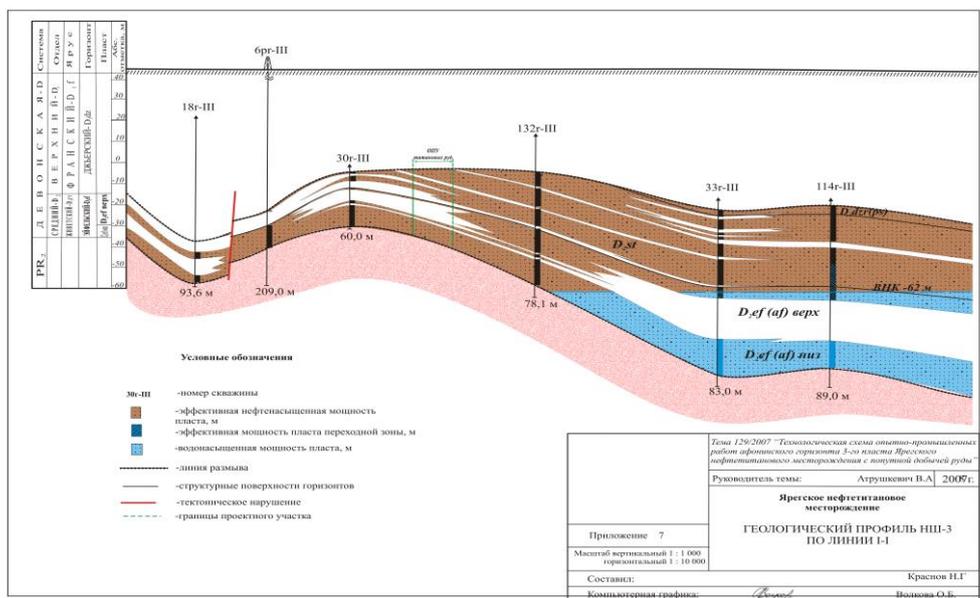


Рисунок 2 – Геологический профиль Нефтешахты № 3

Всего к 01.01.1975 было пробурено на Нижнюю россыпь 219 скважин, в том числе 121 подземная, большая часть которых заложена линиями на западной и обширной центральной части месторождения.

В настоящее время остальная большая площадь россыпи разбурена значительно более редкими и длительными профилями. Большая часть их лежит на продолжении линии детальной разведки (в центре месторождения), а другие главным образом на южном и северном флангах - задавались для оконтуривания россыпи.

Более часто линии пробурены в центральной части месторождения, здесь в пределах шахтных полей 1 и 3 кроме северного и центрального методических профилей проходят три линии скважин.

Разведка Верхней и Средней россыпей, как и Нижней, в основном осуществлялось подземными и надземными скважинами колонкового бурения. Все скважины, задаваемые на нижнюю россыпь с поверхности и с туффитового горизонта шахт, проходило с подъемом керна по всему III пласту, в том числе по Верхней и Средней россыпи. Первая из них вскрыта 298, а вторая 67 скважинами. Дополнительное бороздовое опробование многочисленных наклонных эксплуатационных выработок нефтешахт (уклонов), обнаживших верхнюю часть III пласта, дало возможность создать для Верхней и частично для Средней россыпи на ряде участков более плотную сеть разведки, чем по нижней россыпи. Всего опробовано 169 уклонов, вскрывших Верхнюю и по 50 уклонам по Средней россыпи (в некоторых уклонах для более полного вскрытия разреза верхней части пласта бурились мелкие скважины или шпурсы). Кроме того, в первые годы разведки эти россыпи были опробованы также по керну ранее пройденных коротких скважин, задаваемых для разведки нефтяной залежи, главным образом в центральной части месторождения. Из них, 21 скважина вскрыла Верхнюю, а 14 скважин Среднюю россыпь. Таким образом, по Верхней россыпи опробовано всего 488 сечений, а по средней россыпи-130 сечений.

Опробование уклонов влекло отступление от систем разведки линиями, поскольку они расположены по квадратной (приблизительно 300 x 300) и ромбической (около 400 м) сетке и редко укладываются в створы линий скважин,

задававшихся на Нижнюю россыпь. Неравномерно расположены и опробованные нефтяные скважины. Поэтому Верхняя и Средняя россыпи оказались разведанными отступлениями от профильной системы. Однако последняя все же сохраняется для значительной части россыпи главным образом в центре и, конечно, за границами нефтешахт, где разведка велась только скважинами с поверхности.

Таким образом, по степени разведанности нижней россыпи руд площадь ее делится на четыре основные зоны:

1. Западная зона протяженностью 6,5 км и шириной от 750 до 1750 м (общая площадь около 740 га), где сосредоточены все запасы высших категорий, разведана наиболее плотно: по сеткам от 150 х 100 и 300 х 100 до 600 (700) х 100 и 300 х 200 м. Здесь пробурено 25 сравнительно коротких линий и несколько кустов скважин, с общим количеством последних 254 шт. (включая 18 скважин за контуром балансовых запасов), что составляет 67 % от всего числа разведочных сечений по россыпи.

2. Северная половина средней зоны залежи, примыкающая с востока к описанной, при той же протяженности 6,5 км достигает в ширину 2,5 км, а на севере участками сужается до 0,5 км. На этой площади около 1100 га, где сосредоточена большая часть запасов категории С₁, пробурено 88 скважин (включая контурные и пройденные по двум методическим профилям и гидрогеологическим кустам). Средняя общая плотность сети составляет здесь около 12,5 га на 1 скважину. Для сравнения укажем, что в контуре всех промышленных запасов площадью 1840 га плотность разведки 312 скважин достигает 5,9 га на одно сечение, при соотношении площадей, разведанным по категориям А, В и С₁ равном 13,27 и 60 %.

3. Южная половина средней зоны длиной до 10 км и шириной от 3,6 до 1,2 км (на крайнем юге), где, как и на восточном фланге россыпь разведана по категориям С₂, освещена 33 скважинами (включая скважины, пробуренные на южном методическом профиле, по контуру зоны и за границей балансовых руд на юго-западе). Средняя площадь разведки здесь около 60 га на 1 скважину.

4. Наконец, самая обширная зона восточного фланга россыпи общей протяженностью до 20 км и средней шириной около 4,0 км (при максимальном сужению ее на юге и на севере) разведана 32 скважинами (включая скважины по

границе со средней зоной и за контуром балансовых руд). Здесь на одну скважину приходится более 250 га. Средняя плотность разведки 55 скважинами всей площади запасов категории С₂ (7463 га) около 133 на 1 выработку.

В 1975-1978 годах проводилось поисковое бурение на бокситы. Три поисковые скважины (2042, 2048, 2049) попали в пределы контура нефтеносности III пласта Вежавожской площади, чем способствовали дальнейшему изучению перспектив площади.

С учетом полученных данных геологоразведочные работы на нефть на Вежавожской площади были начаты в 1983 году.

Структурно-поисковое бурение осуществлялось с целью изучения структурного плана средне-верхнедевонских и кровли рифейских отложений, уточнения деталей строения площади, вскрытия продуктивного пласта III с отбором керна для определения нефте-водонасыщенности и коллекторских свойств, отбора глубинных проб нефти, замеров пластовых температур и давлений.

За 1983-1987 годы пробурены 34 структурно-поисковые (701-714, 716-718, 720-726, 728-731, 733-735, 739, 740, 742) и 1 гидрогеологическая (707а) скважины. Суммарный объем структурного бурения составил 8075.4 м (в том числе 449 м по скважинам 726, 729, пробуренным на юго-восточном окончании Лыаельской площади), средняя глубина пробуренных скважин – 237.5 м. Глубина гидрогеологической скважины – 109.8 м. В пределах контура нефтеносности пласта III находятся 20 скважин, кроме того, нефтенасыщенные отложения по вышележащим перспективным пластам II и А вскрыты в 10 скважинах.

Проходка с отбором керна составила 1423.9 м, суммарный вынос керна – 892.2 м (62.7 %), в том числе по пласту III – 248 м, по пласту II – 31.2 м, по пласту А – 29.7 м. Освещенность керном нефтенасыщенных интервалов по III пласту – 43.5 %, по II пласту – 32.7 %, по пласту А – 18.5 %, в среднем по всем пластам – 38 %.

Пласт III был опробован в эксплуатационной колонне в семи скважинах (706, 710, 711, 714, 726, 734, 735), из них в двух (706, 735) – водоносная часть; пласт II – в двух (701, 710) и пласт А – в шести (706, 710, 711, 714, 723, 735). Кроме того, на продуктивность были испытаны рифейские отложения в скважине 704,

туфобазальтовая толща пашийского горизонта в скважинах 710, 714 и доманиковые отложения в скважине 707а. Безводные притоки нефти ни в одной из опробованных скважин не получены. Незначительные притоки нефти были получены: из пласта III – скважинах 710 (0.03 т/сут), 711 (0.1 т/сут), 734 (0.12 т/сут) и 726 (0.48 т/сут); из пласта А – в скважинах 706 (0.41 т/сут), 711 (0.32 т/сут), 723 (0.38 т/сут), 735 (0.04 т/сут). При опробовании пласта II в скважине 710 притока не получено, а в скважине 701 получена вода дебитом 7.1 м³/сут. Из рифейских отложений в скважине 704 получен приток воды дебитом 31 м³/сут. Из туфобазальтовой толщи в скважине 714 притока не получено, а в скважине 710 – вода с пленкой нефти дебитом 0.07 м³/сут. Результаты опробования скважин Вежавожской площади приведены в таблице 1.1.

Примерно через год после первичного опробования скважины 726 в 1983 году, в процессе исследования ее в течение января 1985 год, величина притока жидкости при осушении скважин ниже дыр перфорации составила 1.995 т/сут., в том числе нефти – более 1 т.

Получение неудовлетворительных результатов при опробовании скважин объясняется высокой вязкостью нефти в пластовых условиях (до 15 тыс. мПа*с при 8 °С). Так, например, на Лыаельской площади до начала разработки опытно-промышленного участка паротепловыми методами притоков нефти из скважин не наблюдалось совсем, а получали только притоки пластовой воды. Однако, как показывает скважина 726, в значительной мере это могло быть связано с загрязненностью призабойной зоны продуктами бурения и проникновением фильтрата раствора.

По состоянию на 01.01.1987 г. законсервированы после бурения и спуска эксплуатационной колонны (в ожидании опробования) пять скважин (707, 708, 718, 728, 729). Из них одна скважина (707) находится за контуром нефтеносности пласта III, но в пределах перспективного участка по верхним пластам. Скважина 735 также за контуром нефтеносности пласта III, после испытания водоносной части пласта III она оставлена как наблюдательная. Остальные скважины ликвидированы.

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Стратиграфия

В основании продуктивного разреза в целом на всём месторождении, залегает вендрийский складчатый комплекс фундамента.

В пределах месторождения породы фундамента вскрываются многочисленными разведочными колонковыми скважинами и шахтошурфами (18 штук) на глубину 3 – 10 м, из них семь скважин пройдены в фундамент на 20 – 60 м и три, пробуренные в 1944 – 1946 г.г. на радиоактивную воду, до 198 м. кроме того, на опытных участках отработки титановых руд на нефтешахте 3 в течении 1962 – 1974 г.г. в них (до 6 м ниже кровли) пройдены горизонтальные горные выработки общей длиной более 1100 м (уклоны 102 и капитальный).

Венд – рифейские образования сложены различными тонкослоистыми (полосчатыми, ленточными) сланцами, а также массивными кварцитами и метаморфизованными кварцитовидными песчаниками. Сланцы преимущественно зеленовато-серые серицит- хлорит - кварцевые и темно-серые (до черного), в различной степени графитизированные. Кварциты и кварцитовидные песчаники обычно слюдистые, имеют серицит- хлоритовый и регенерационный кварцевый цемент.

Сланцы, главным образом графитизированные разности, содержат как мелкие, так и достаточно крупные (0,5-2,5 мм) зёрна лейкоксена (до 1%) и ильменита при содержании TiO_2 в пределах 0,7-1,45%. Кварциты и кварцито–песчаники заметно беднее титаном, но также, как и сланцы, содержат мелкие зёрна рутила, анатаза, циркона и турмалина.

На данном разрезе представлен двумя ярусами - эйфельским и живетским.

Система	Отдел	Ярус	Свита, слои	Индекс	Пласты	Колонка	Мощность, м		Краткая характеристика			
							от... до на всей площ м-я	Сред в кон запас А+В +С1				
Четвертичная	Девонская	Верхний Франский Кыновские	Доманиковские	D3fr dm	I		2 - 25	29	Валунные суглинки, супеси, пески, илестые и с галькой, глины, торф (нерасчлененные).			
							0 - 65	—	Известняки, доломиты, сланцы углисто-глинистые и битуминозные (с фауной)			
							0 - 48	—	Аргиллиты, глины, аргиллитоподобные серозеленые, известковистые с прослоями мергелей			
							0 - 12	—	Песчаники тонкозернистые с прослоями глин, известняков			
							7-79	24	Аргиллиты бурые, внизу с прослоями серозеленых, известковистые			
							3-16	9	Песчаники тонкозернистые, глинистые, битуминозные с прослоями аргиллитов и известняков			
							D3fr kn2	II		36-69	46	Аргиллиты серозеленые, сверху с прослоями бурых, известковистые
										2-12	7	Песчаники тонкозернистые, глинистые, местами разнозернистые с лейкоксеном, пропитанные нефтью и битуминозные с прослоями аргиллитов и известняков
										1-16	6	Аргиллиты темносерые, плотные
							D3fr ps	III		19-61	41	Различные туффиты, реже туфогенные глины и песчаники с пластовыми залежами базальтов и секущими телами диабазов и мандельштейнов (туфоидный горизонт)
										1-20	41	Аргиллиты зеленовато-серые, реже яркочерные, внизу песчаные с линзами различных песчаников, полимиктовых с лейкоксеном, битуминозных (надрудные аргиллиты)
										1-106	67	Песчаники полимиктовые с лейкоксеном грубозернистые, конгломераты пропитанные нефтью (верхняя пачка пласта III) Песчаники кварцевые, линзами лейкоксен-кварцевые, мелкозернистые, насыщенные нефтью и промытые водой, с прослоями аргиллитов (средняя пачка пласта III) Алевриты тонкослоистые, серые, переходящие в глинистые и алевритистые песчаники, с прослоями аргиллитов, с включением растительных остатков (надрудные алевриты нижней пачки пласта III) Песчаники лейкоксен-кварцевые от тонкозернистых до конгломератовидных, насыщенных нефтью и промытые водой с прослоями аргиллитов (рудноносные песчаники нижней пачки пласта III)
PR 3					Метаморфические сланцы с зернами лейкоксена, метаморфизованные песчаники, кварциты, местами битуминозные							

Рисунок 3 -Сводный литолого-стратиграфический разрез Ярегского месторождения

- *Эйфельский ярус* ($D_2 ef$) Эродированная поверхность венд - рифейских метаморфических сланцев с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывается образованиями среднего отдела девонской системы. Представлен он отложениями верхнего подъяруса эйфельского яруса ($D_2 ef_2$) (ранее по уральской стратиграфической номенклатуре – афонинский горизонт($D_2 af$)). Базальный пласт песчаников, продуктивный на Ярегском месторождении, сложен тремя литологическими пачками терригенного состава: нижней, средней и верхней (последняя пачка относится уже к верхнему девону).

1. Нижняя пачка пласта III ($D_2 ef_2$) средней толщиной на Ярегской площади около 30 м, а по шахтному полю 3 около 17 м в свою очередь состоит из двух частей: нижней части ($D_2 ef_2$ - низ), сложенной разномерными лейкоксен - кварцевыми песчаниками с прослоями аргиллитов, - верхней части ($D_2 ef_2$ - верх), соответствующей так называемым «надрудным алевролитам». «Надрудные алевролиты» средней мощностью 10 – 12 м, весьма характерны по общему облику, составу и имеют довольно сложное внутреннее строение, отличающееся неравномерным, линзовидным переслаиванием в разрезе и частыми фациальными сменами отложений на площади. Слагаются они различными серыми и светло – серыми, плотными тонкослоистыми или узловатыми алевролитами (до 25 % разреза), которые часто замещаются весьма характерными алевритистыми и сильно глинистыми обычно неслоистыми тонкозернистыми песчаниками (29 %) и переслаиваются с более темными тонкослоистыми аргиллитами (25 %). Кроме того, в среднем их по 43 скважинам в виде прослоев подсчитано 15 % песчаников тонкозернистых и 6 % мелкозернистых. Для всех отложений, особенно для алевролитов и аргиллитов, характерно наличие мелких углистых остатков, а в глинистых песчаниках – ходов илоедов и взмучивания.

Олигомиктовые песчаники неоднородны по гранулометрическому составу и глинистости, а также по структурным и текстурным признакам, количеству и размерам зерен лейкоксена, степени сидеритизации и обогащению углистым материалом. Зерна лейкоксена от 0,7 до 0,25 мм (по длинной оси) сравнительно равномерно распределены в породе, окатаны, овальные, реже округлые или бесформенные, но

всегда плоские, с ноздреватой или сетчатой поверхностью (за счет микровключений кварца), местами чистые, но нередко, как и зерна кварца, корродированы сидеритом, часто они имеют тончайшую кварцевую и слюдистую «рубашку». Мельчайшие зерна лейкоксона находятся и в цементе песчаников. На зернах весьма обычны выросты новообразованных микрокристалликов анатаза, реже брукита. Окатанные мелкие (0,04 – 0,06 мм) зерна циркона встречаются весьма редко, но в тонкозернистых и мелкозернистых песчаниках участками их до 60 штук в площади шлифа.

Внизу разреза чаще всего залегают наиболее грубозернистые, местами конгломератовидные песчаники с гравием и различными по крупности (от 2 до 6 см) плохо окатанными гальками кварца и кварцита. Они очень слабо сортированы, имеют неясную или грубую диагональную слоистость.

Нижняя россыпь отличается высокими и выдержанными концентрациями титана. Среднее содержание TiO_2 в ней в контуре подсчета балансовых руд равно 11,51%. Пониженные содержания свойственны юго-западному, южному и восточному флангам россыпи, где концентрации TiO_2 обычно менее 8% и в ряде сечений не достигают 6%. Обогащенные (более 10 – 12% TiO_2) участки представлены в виде двух наиболее крупных вытянутых зон длиной 8км и шириной 0,4 – 1,5км каждая.

В пределах Нижней россыпи выделено два сорта руд: с нефтью (более 5%) – нефтенасыщенные и без нефти (менее 5% нефти) – водоносный сорт руды.

2. Средняя, более выдержанная часть разреза основного рудного горизонта, средней толщиной 6 м при колебаниях от 3 до 10 м, сложена преимущественно мелко- и разнозернистыми песчаниками с различной степенью примеси зерен средних и крупных фракции до гравия и мелких галек кварца включительно. Последние наиболее часто встречаются непосредственно на аргиллитах, перекрывающих нижнюю, грубозернистую часть разреза, Эти песчаники заметно лучше сортированы и имеют значительно более выраженную косую и диагональную слоистость с прямолинейными и разнородными слойками, при мощности серий 5-20 см. Аргиллитовые прослои в них редки и маломощны, толщиной менее 0,5-1,0 м.

3. Верхняя часть разреза основного рудного горизонта средней толщиной до 10 м, при колебаниях от 0 до 15 м состоит из относительно однородных, мелко- и тонкозернистых, хорошо сортированных песчаников, имеющих весьма четкую, тонкую, косую и косоволнистую слоистость при толщине косых серий однородных слоев 3-7 см. Вверху закономерно и повсеместно возрастает роль тонкозернистых разностей с одновременным увеличением числа и толщины прослоев алевролитов и аргиллитов. Эта наиболее тонкозернистая часть песчаников основного рудного горизонта является переходной к непроницаемым и слабо проницаемым вышележащим надрудным алевролитам. Нефтенасыщенные коллекторы представлены разнозернистыми, средне - мелкозернистыми хорошо сортированными, слабо глинистыми, тонкозернистыми песчаниками. Алевритистые и глинистые тонкозернистые песчаники, и глинистые конгломераты для нефти слабопроницаемы.

Общая нефтенасыщенная толщина пласта ($D_2 ef$) в пределах проектируемого участка опытных работ составляет 8,7 м.

- *Живетский ярус ($D_2 zv$). Старооскольский надгоризонт ($D_2 st$).* Отложения средней пачки пласта III, с размывом и перерывом перекрывающие породы старооскольского надгоризонта. Сложены они кварцевыми хорошо сортированными, косослоистыми, преимущественно мелко- и тонкозернистыми песчаниками с подчинённым участием разнозернистых и прослоев аргиллитов и алевролитов, а также имеют предположительно русловый генезис.

Характерной особенностью этих почти чисто кварцевых песчаников является сравнительно-однообразный гранулометрический состав, весьма малая глинистость, практическое отсутствие сидеритового материала и слабая сцементированность. Состав цемента серицитовый, реже глинистый (каолиновый), нередко он практически отсутствует, поэтому в водоносной части прослой встречаются в виде рыхлого песка. Песчаники имеют типичную псаммитовую структуру с беспорядочной и параллельно-слоистой текстурой. На 90 -99 % они состоят из угловатых, полуокатанных и реже окатанных зерен кварца размером 0,01 – 0,5 мм с чистой, местами слабо корродированной, поверхностью. Окатанные плоские зерна

лейкоксена размером 0,05 до 1,2 мм встречаются редко, местами до 20 – 37 штук в площади шлифа, без новообразований, но часто в тонкой рубашке кварца регенерации. В прослоях, обогащенных лейкоксеном, плоские зерна последнего расположены по наслоению, концентрируясь в слойке мощностью до 1 мм. Зерна циркона размером 0,01 – 0,06 мм также редки, но видны в каждом шлифе, в единичных случаях до 30 штук.

Песчаники отличаются хорошо выраженной косой, преимущественно крутопадающей (до 35°) слоистостью, которая характерна главным образом для средней и верхней частей. Но велика роль и горизонтальной слоистости, преобладающей в низах разреза. Неслоистых песчаников около 20 %. Средняя толщина рассматриваемой пачки на Ярегском месторождении - 36 м (0-65 м). На шахтном поле III около 12 м. Прослои и линзы аргиллитов, алевролитов, алевролитистых и глинистых песчаников максимальной толщиной до 10-15 м делят всю среднюю пачку на две части, из которых нижняя представлена тонкозернистыми горизонтально слоистыми песчаниками, а большая по толщине верхняя часть сложена типичными косослоистыми, мелко- и среднезернистыми разностями.

Верхний девон

Отложения верхнего девона по Ярегской площади имеют большое распространение и большую мощность представлены нижнефранский и среднефранский подъярусами (D_3f_1 - D_3f_2).

- Нижнефранский подъярус.

1. Джьерский горизонт (D_3dzr) (ранее пашийский) на Ухтинской складке включает часть разреза поддоманиковых отложений от подошвы верхней пачки III пласта до кровли пласта II.

Верхняя пачка пласта III несогласно перекрывает отложения средней и нижней пачек (яранского и кедровского горизонтов среднего и верхнего отделов). От нижележащих пачек он отличается наименьшей (в среднем до 3,5-4,0 м) и невыдержанной (от 0 до 14 м) толщиной, а также в основном грубозернистым, но неоднородным составом, повышенной глинистостью, сидеритизацией и весьма слабой сортированностью как по крупности, так и механической устойчивости

материала. Песчаники полимиктовые (лейкоксен - кварцевые) и содержат дресву метаморфических сланцев. Они слагают слабо выдержанную титановую россыпь. Предполагается, что эти образования соответствуют базальным отложениям раннетиманской трансгрессии, и грубозернистые и конгломератовидные их разновидности являются в основном пляжными образованиями.

В наиболее обширной западной части кольцевой грубозернистой зоны шириной до 1,5 км около 1/3 ее площади (79 выработок) сложена исключительно конгломератовидными песчаниками, а в ряде выработок (уклоны нефтешахты III) описаны крупногалечные конгломераты с валунами до 10 – 30 см в поперечнике, которые слагают не менее 50 % объема породы. Окатанность галек в целом слабая: по пятибалльной оценке, 1,5 – 1,86 для мелких галек и от 1,9 до 2,26 – для крупных. Чаще это обломки с оглаженными ребрами (от 8 до 46 %) или плохоокатанные гальки (44 – 79 %), а хорошо окатанные формы, в том числе округлые валуны кварцитов, встречаются весьма редко (0,5 – 4 %). Гальки сланцев плоские, овальные, кварцевые и кварцитовые – изометричные.

Как правило, III пласт почти повсеместно перекрывается надпластовыми аргиллитами. В единичных случаях линзообразные тела, апофизы и дайки диабазов встречаются или непосредственно над пластом III или внутри пласта.

Надпластовые аргиллиты (породы покрывки) представляют собой горизонтально-слоистые глинистые отложения зеленовато-серой и зеленовато-бурой (пятнистой) окраски, часто с прослоями и линзами песчаного материала. Эти отложения изучены детально в горных выработках и по скважинам более чем в тысяче сечений. Они достигают средней мощности около 10 м, при колебаниях от нуля (в 9,3 % пересечениях) до 20 – 32 м (в 3,2 % выработок). Наиболее часты мощности от 4 до 16 м (63 % выработок). Распространение их на площади неравномерно. Весьма характерно, что пространственно зоны повышенной и уменьшенной против средней мощности надпластовых аргиллитов, если не в деталях, то в общем виде, достаточно хорошо соответствует зонам увеличенной и пониженной мощности аргиллитов в среднем до 14 – 16 м практически совпадает с кольцеобразной зоной увеличенной мощности типичных полимиктовых пород верхней пачки в

северной половине месторождения над выступами фундамента и близ их. Особенно хорошо видно это в западной приконтурной части и в ее поперечных раздувах – языках, вдающихся во внутреннюю площадь с пониженной средней мощностью обоих членов разреза в центре древней впадины. Здесь средняя мощность аргиллитов около 7 – 8 м, местами снижается до 3 – 4 м или полностью выклинивается. Некоторую роль сыграли в этом и процессы ассимиляции пород диабазами, которые имеют здесь наибольшее развитие, в том числе непосредственно выше или внутри надпластовых аргиллитов. Внедрениями диабазов объясняются и случаи увеличенной мощности (13 – 19 м) аргиллитов, как результат выжимания этих пластичных пород между телами вулканогенных образований.

Песчаники в прослоях толщиной от 3-5 до 50 см тонко- и мелкозернистые до разнозернистых, обычно глинистые, могут быть связаны с мелкими выступами дна бассейна. В южной части месторождения почти весь разрез надпластовых аргиллитов замещается тонким переслаиванием аргиллитов и глинистых песчаников.

Вышезалегающая туфобазальтовая (туфодиабазовая) толща (или «туфоидные слои») сложена различными туффитами с подчиненными прослоями туфобрекчий, туфопесчаников и туфоидных глин. Среди туффитов встречаются пластовые тела диабазов и базальтов, реже встречаются диабазовые дайки. Средняя толщина туфоидных слоев на Ярегском месторождении около 40 м при колебаниях от 5-10 до 60 м; при этом на туффиты приходится около 70 % разреза.

Неизмененные диабазовые и андезитобазальтовые туфы обычно средней крепости и плотности, имеют пеструю зеленовато-серую, местами буроватую окраску с черными, желтыми, коричневыми и сиреневыми пятнами: неравномерно раскристаллизованы, хлоритизированы, участками каолинизированы, трещиноватые, по трещинам кальцит, хлорит, участками нефть. В туффах часто встречаются вулканические бомбы различных размеров и форм. Диабазовые туфы и сами диабазы в периферических зонах и апофизах иногда переполнены миндалинами и пустотами (миндальная текстура), заполненными белым и розовым кварцем, халцедоном, опалом, хлоритом, кальцитом, иногда гематитом и каолинитом, благодаря чему получили название диабазовых «мандельштейнов».

Наиболее мощные слои диабазов и базальтов залегают, главным образом, в основании толщи в виде неправильных, среднего размера пластообразных тел с апофизами. Количество прослоев доходит до 5, обычно их 1-2. Средняя толщина диабазовых и базальтовых тел - 10-12 м при колебаниях от 0,5 до 80 м. Они имеют северо-западное и субмеридиональное простирание, неправильные очертания в плане и плоские караваеобразные формы в разрезе.

В разрезе верхней части джьерского горизонта преобладают плотные, неясно слоистые, темно-серые и голубовато-серые аргиллиты, местами алевритистые или известковистые, содержащие обугленный растительный детрит. В верхней части этой терригенной толщи встречаются прослои кварцевых и полимиктовых, обычно тонко и мелкозернистых, реже крупнозернистых и гравелитистых песчаников с прослоями аргиллитов. Это так называемые пласты Б и II местной промысловой номенклатуры. Толщина пластов – 1,5-3,0 м (пласт «Б») и 4-6 м (пласт II). Друг от друга они отделяются перемычкой аргиллитов, толщиной в среднем 3-4 м. Песчаники пластов «Б» и II обычно имеют линзовидное строение и ограниченное распространение (шириной до нескольких километров), рукавообразные тела песчаников приурочены к наиболее крупным выступам дна палеобассейна, как правило, субмеридионального простирания. По сравнению с пластом «Б» проницаемые прослои пласта II распространены шире. В пределах месторождения среднее содержание титановых минералов в пластах II и Б обычно не превышает 1% вес. (до 1,5% TiO_2), хотя на отдельных разрозненных участках внизу разреза мощностью до 1-2 м наблюдается локально обогащенные – до 9% TiO_2 – прослои (скв. №№ 17пр-1, 2кнгу).

Цемент песчаников каолинит - серицитовый или глинисто- карбонатный, они являются хорошими коллекторами.

2. Тиманский горизонт ($D_3 tm$). Тиманский горизонт (ранее кыновский $D_3 kn$) средней толщиной на Ярегской площади около 85- 90 м представлен толщей слабо известковистых аргиллитов и аргиллитоподобных глин зеленовато- серого цвета и пестро окрашенных, участками и прослоями буровато- коричневыми, с подчинёнными прослоями мергелей, известняков и песчаников пласта А.

Пласт А представлен на востоке известняками с прослоями глин и мергелей. К западу в пласте появляются прослои песчаников и ближе к границам выклинивания пласт опесчанивается до полного замещения известняков и глин тонко-мелкозернистыми песчаниками. Содержание тяжелых фракций в песчанике не превышает 1%, а среднее содержание TiO_2 колеблется в пределах 0,22-1,30%. Нефти в пласте от 0,5 до 4%. Пласт А выходит под четвертичные отложения лишь в наиболее глубоких эрозионных и эрозионно-денудационных ложбинах в своде Ярегской структуры.

Аналогично пласту II песчаники пласта А имеют линзовидно-рукавообразное строение, ограниченное распространение и приурочиваются к выступам дна палеобассейна, в основном субмеридионального простирания. Перекрывается пласт А пачкой пестро цветных глин с прослоями алевролитов, известняков и мергелей, средней толщиной на Ярегском месторождении 36 м.

- *Среднефранский подъярус (D_{3f_2})*. В пределах Ухтинской складки в целом среднефранский подъярус выделяется в объеме саргаевского и доманикового горизонтов, но на шахтном поле III, доманиковый горизонт срезан современным размывом, а отложения саргаевского горизонта сохранились от размыва лишь в краевых частях.

Саргаевский горизонт (D_{3sr}). В подошве саргаевского горизонта выделяется пласт I, представленный переслаиванием зеленовато-серых и коричневатых-серых, тонко и мелкозернистых песчаников с глинисто-карбонатным цементом и слюдистых алевролитов и глин с фауной брахиопод плохой сохранности. Пласт I мощность 1-12 м в своде структуры размыт и выходит на поверхность на ее крыльях. Сложен от аргиллитов и от аргиллитов бурого и голубоват серого цвета., слюдистыми алевролитами с частыми (через 0,1-0,5 м) тонкими (4-5 см) прослоями песчаника тонкозернистого, глинисто-слюдистого, участками битуминозного. Выход тяжелой фракции в песчаниках составляет сотые и десятые доли %, в которой лейкоксена до 22,7 %. Содержание TiO_2 по опробованным скважинам колеблется в пределах 0,9-1,2 %. Нефтеносность пласта слабая – содержание нефти 0,12-2,0%.

Максимальная толщина пласта I в северной и западной частях Ухтинской складки достигает более 60 м при песчаности до 15-30 %, но в резко сокращённых разрезах песчаность иногда может достигать и 50 %. Средняя толщина пласта 1 в пределах поля распространения саргаевского горизонта на Ярегском месторождении составляет 4 м, а вышележащих зеленовато-серых глин с прослоями мергелей и известняков – 18 м.

Четвертичные отложения

Рыхлые четвертичные образования перекрывают палеозойские породы сплошным чехлом неравномерной толщины (от 0,3-1,0 м до 70м). В основании покрова прослеживается комплекс ледниково-морских образований из валунных суглинков и глин, включающих линзовидные прослои разнозернистых песков с гравием, галькой и валунами различных пород. Средняя толщина на Ярегском месторождении около 20 м. Завершают разрез современные озерно-болотные и аллювиальные отложения толщиной до 5-8 м. Средняя толщина четвертичных отложений на Яреге – 27 м.

2.2. Тектоника

Особенности тектонического строения Ярегского месторождения определяются его расположением в пределах Восточно-Тиманского мегавала – структуры I порядка, осложняющей восточную часть Тиманской гряды.

Основным структурным элементом является Ухта-Ижемский вал, выделяемый в юго-восточной части мегавала, представляющий собой пологую асимметричную положительную структуру II порядка, четко выраженную в рельефе фундамента. Простирается вала северо-западное (тиманское), размеры около 260x10-1-50 км, амплитуда по поверхности фундамента не менее 800 м. На юго-западе вал отделяется зоной глубинного разлома («Большой Ярегский» сброс) от Тобыньской и Верхневольской депрессий, на северо-востоке по региональному нарушению (Верхнеижемскому флексу-сбросу) граничит с районами Ижма-Печорской синеклизы.

Вежавожская структура расположена в крайней юго-восточной части Ярегского месторождения на периклинали Ухтинской складки. Простирается структура северо-западное (340°), размеры в контуре изогипсы минус 10 м по кровле песчаников продуктивного пласта III составляют 11.3x2 км.

Структура асимметрична, более короткое и крутое юго-западное крыло характеризуется углами падения до 2° - $2^\circ 30'$, пологое северо-восточное – до $1^\circ 30'$. Юго-западное крыло в присводовой части рассечено и опущено по ряду тектонических нарушений зоны «Большого Ярегского» сброса, трассируемых между скважинами 709-722 и 722-2048.

По кровле фундамента и подошве верхнедевонских отложений Вежавожская площадь занимает гипсометрически наиболее высокое положение в структуре месторождения (до плюс 67.6 м в скв. 713). Центральная и юго-восточная части свода структуры располагаются над выступом фундамента, размеры которого около 4.6x2 км, амплитуда более 50 м. На большей части этого выступа продуктивный пласт отсутствует.

Пологое северо-восточное крыло Вежавожской структуры шириной до 2 км, в отличие от других площадей месторождения, практически полностью располагается над склоном фундамента, где толщина продуктивного пласта III относительно невелика (до 20-30 м). Грабенообразная впадина в фундаменте, выполненная песчаниками пласта III значительной толщины (до 50-60 м), прослеживается восточнее, за контуром нефтеносности пласта III.

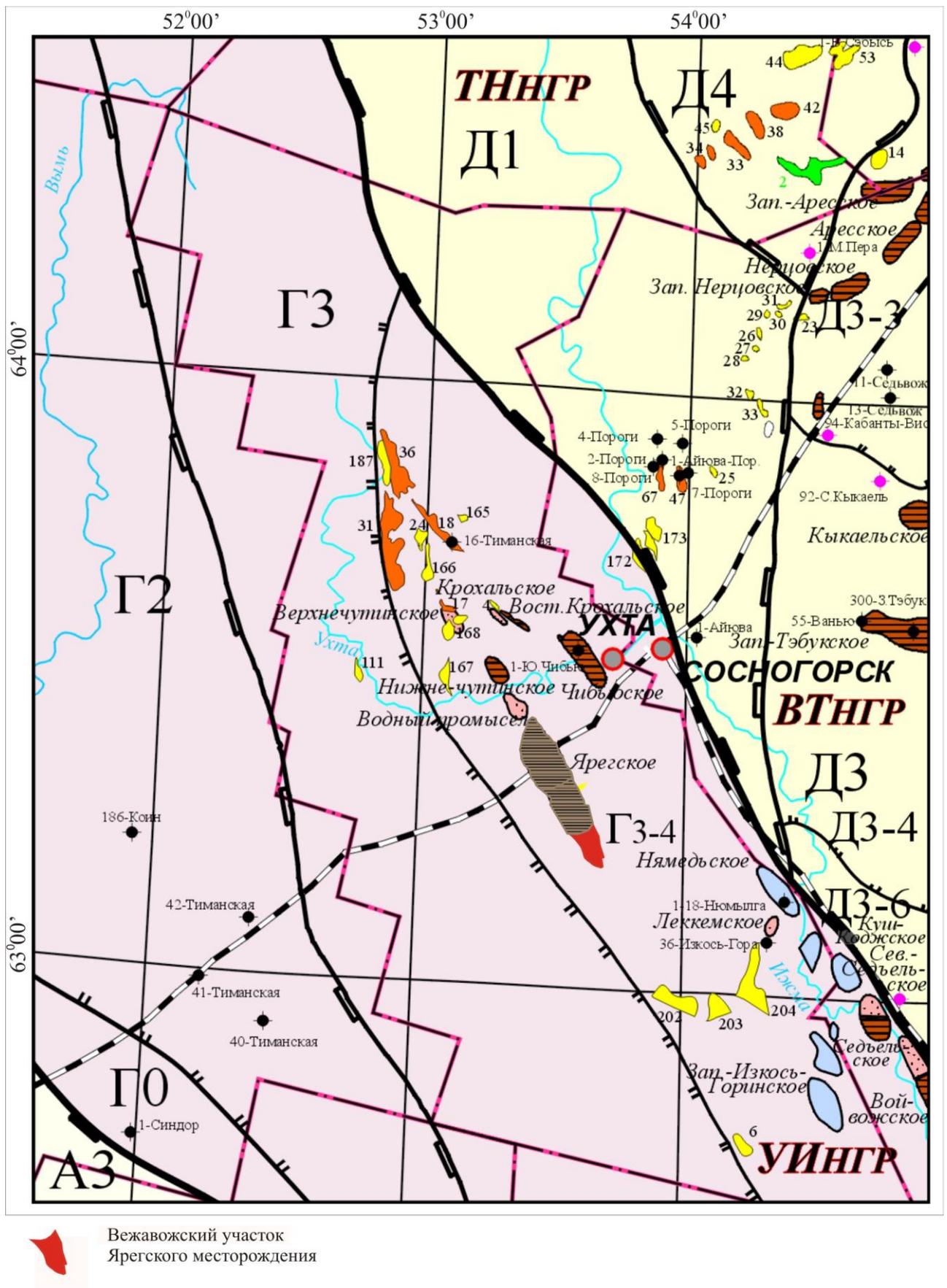


Рисунок 4 – Выкопировка из карты тектонического районирования Тимано-Печорской провинции

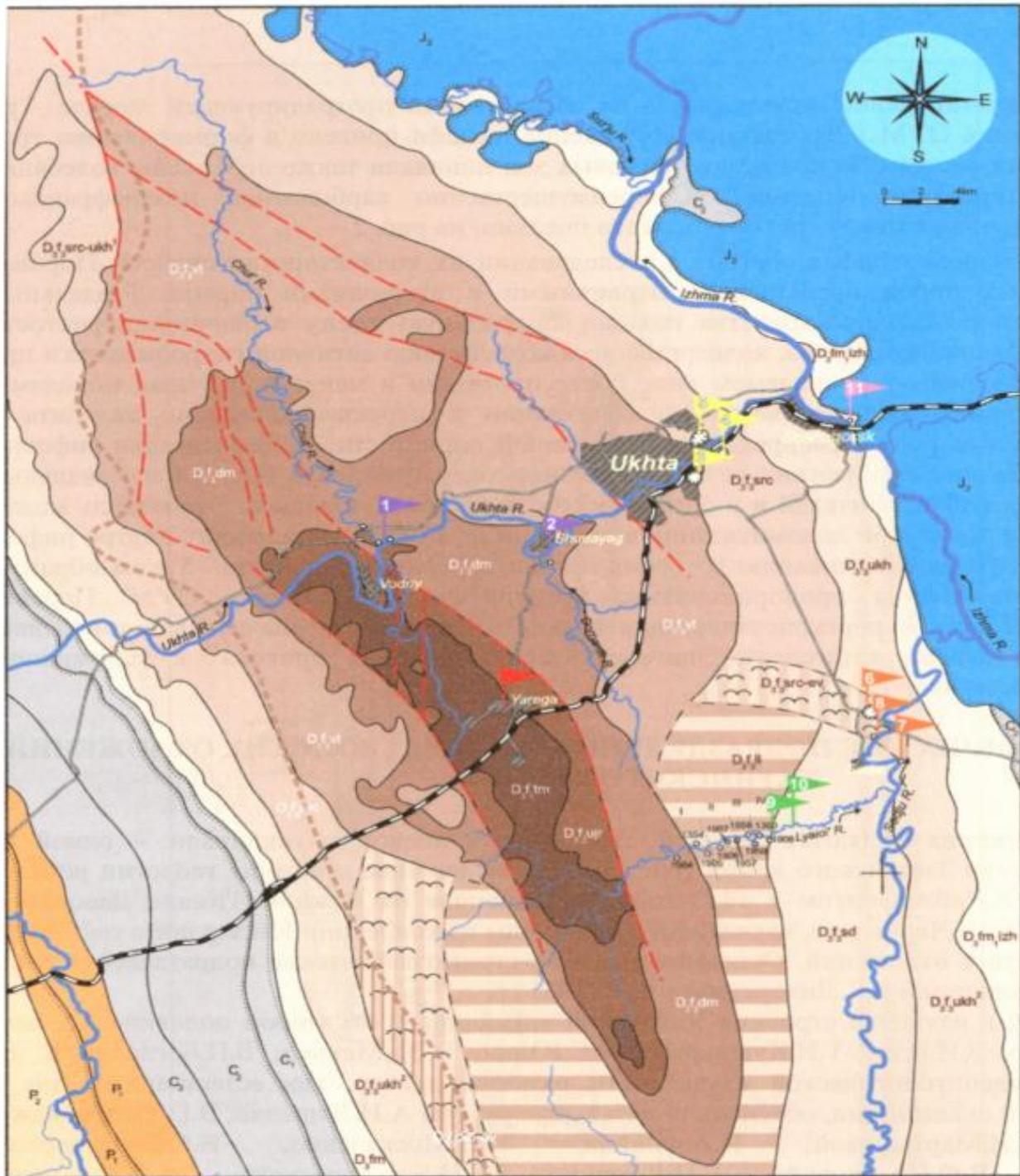
Крупные тектонические нарушения Ярегского месторождения представлены, в основном, сбросами четырех направлений. Из них наиболее распространенные северо-западные и субмеридиональные характеризуются значительной амплитудой, выдержанностью и прямолинейностью. Реже встречающиеся субширотные и северо-восточные ($30-40^\circ$) разрывы характеризуются небольшой амплитудой (до 10 м), прерывистостью и сопровождаются неустойчивыми зонами дробления.

Как в зонах, так и вне зон крупных тектонических нарушений все породы месторождения трещиноваты и расчерчены мелкими дизъюнктивами. Особое значение имеют дизъюнктивная нарушенность и трещиноватость продуктивного пласта III, в значительной степени определяющие его фильтрационные свойства.

По данным шахтной разработки продуктивный пласт III Ярегского месторождения интенсивно, но неравномерно разбит радиальными крутопадающими ($60-80^\circ$) нарушениями на множество блоков самых различных размеров и форм. В верхней части пласта трещины и дизъюнктивы встречаются в среднем через каждые 25 м, в нижней (вблизи фундамента) – через 7-8 м. Амплитуда смещения незначительна – от мм до 1-2 м.

Дизъюнктивы и трещины северо-западного и субмеридионального направлений относятся к типу трещин сжатия. Они прямолинейны, характеризуются сомкнутостью и притертостью стенок с зеркалами скольжения. Трещины растяжения (обычно северо-восточного и субмеридионального направлений) также прямолинейны, но обладают неровными, бугристыми поверхностями стенок и зачастую сопровождаются зонами дробления шириной от 15-20 см до 0.8-3 м, редко – до 6 м. Встречаются зияющие трещины шириной до 20-40 см, заполненные обычно рыхлой брекчией и песком.

Поскольку данных для характеристики большинства нарушений явно недостаточно, структурные планы площадей подсчета запасов составлены, в основном, в пликативном варианте. На них отражены лишь наиболее крупные тектонические нарушения значительной амплитуды (от 20-30 до 60 м). Прочие предполагаемые крупные нарушения лишь протрассированы и условно нанесены как безамплитудные.



LEGEND

Middle Jurassic	D ₃ ukh Ukhta Fm (fm)	D ₃ dm Domanik Fm	Fault
Upper Permian	D ₃ sed Sedju Fm	D ₃ ur Uste-yarega Fm	Western boundary of Domanik depression
Lower Permian	D ₃ arc Sirachoy Fm	D ₃ tm Timan Fm	River
Carboniferous	D ₃ v Vettlasyan Fm	Vezha-Vozh barrier reef massif	Railway
D ₃ fm, izh Izhma formation	Lyaioi Fm	Sedju barrier reef massif (Sirachoy-Lower Evtanovian)	Main road

Рисунок 5 – Геологическая карта Ухтинского района

2.3. Полезные ископаемые

По проектному участку площадь подсчета запасов нефти и руды составила 40,0 тыс. м², изменение нефтенасыщенной толщины от 0,5 до 50 м при средневзвешенном значении нефтенасыщенной толщины – 18,1м. Все подсчетные параметры приняты по аналогии с утвержденными коэффициентами Ярегской площади шахтного поля 3. Начальные балансовые запасы нефти по шахтному полю 3 составили 30675 тыс. т., в том числе начальные запасы нефти на проектируемом участке в целом по пласту III составили 152,5 тыс. т. при объеме нефтенасыщенных песчаников 728 тыс. м³. Запасы нефти в рудной части 3-го пласта (D₂ af) составляют 72,9 тыс. т.

Запасы нефти Ярегского месторождения утверждены ГКЗ СССР в 1988 г. протоколом № 10496 и составили по пласту III в пределах шахтного поля III по категории В 146430 тыс. т, в том числе из них кондиционные (в пределах толщин более 6м) 144510 тыс. т и 1920 тыс. т некондиционные, кроме того в пределах переходной зоны ВНК числятся запасы категории С₁ в количестве 758 тыс. т.

Запасы титановых руд Ярегского месторождения утверждены ГКЗ СССР в 1976 г (протокол № 7688) по кондициям, утвержденным ГКЗ СССР в 1973 г (протокол № 692-к) по категориям А+В+С₁ и С₂ и составляют 2951443,1 тыс. т (сырая руда) и 29547,2 тыс. т (TiO₂)

Утвержденные кондиции предусматривали:

- минимально-промышленное содержание двуокиси титана для нефтенасыщенных руд – 6% и для сорта руд, не содержащих нефти, – 7%;
- бортовое содержание двуокиси титана для обоих сортов руд – 6%;
- минимальная мощность рудного тела и максимальная мощность прослоев пустых пород и некондиционных руд – 4м;
- выделение в числе балансовых запасов руд с содержанием окиси железа в подсчетном блоке – 2,5%;
- отнесение к забалансовым запасов руд с содержанием двуокиси титана от 3 до 6%.

На балансе ОАО «ЯНТК» числятся запасы титановых руд пласта III (D2af низ) категорий A+B+C₁ в количестве 697533,5 тыс.т (сырая руда) и 69012,5 тыс.т (TiO₂), в том числе в границах площади проектируемого участка добычного блока уклона 2Г-2 по категории В, в количестве 747,3 тыс.т (сырая руда) и 75,9 тыс.т (TiO₂).

Подсчет запасов балансовых руд выполнен способом геологических блоков. Границы подсчетных блоков, независимо от категории запасов, проводились только по скважинам, без вспомогательных точек и интерполяций между выработками. По запасам промышленных категорий А, В и С₁, выделен 41 блок для сорта с нефтью (блоки №1 – 41) и 28 блоков для сорта без нефти (блоки №42 – 69). По запасам категории С₂ выделен 21 блок для сорта без нефти (блоки № 70 – 90).

Мощность балансовых руд в каждой выработке определена по разнице глубин залегания и вычисленных абсолютных отметок подошвы и кровли соответствующих горизонтов.

Средние содержания TiO₂ в выработках вычислялись средневзвешенным способом, т. е. через сумму метропроцентов диоксида титана рядовых проб. В случаях пропусков в опробовании для них применялись средние значения двух прилегающих проб.

В большинстве блоков средние мощности руд вычислялись среднеарифметическим способом, а средние содержания TiO₂ – через метропроценты по скважинам.

Среднее содержание TiO₂ на проектируемом участке составляет 10,16 %. Большая часть участка (85%) находится в границах подсчетного блока №3, меньшая (15%) - № 2.

Качественная характеристика руд и средняя мощность рудной залежи в пределах блока ОПР определялись по данным геологоразведочных скважин пространственно приближенным к границам блока.

Запасы руды в блоке по степени разведанности соответствуют категории В, т. е. подготовлены к промышленному освоению.

2.4. Нефтегазоносность

Ярегское нефтяное месторождение расположено в пределах Ухта-Ижемского нефтегазоносного района Тиманской нефтегазоносной области. Район характеризуется малой (от 100-150 до 800-1000 м) и неравномерной толщиной осадочного покрова. Мелкие скопления нефти и газа, многочисленные нефтегазо- и битумопроявления распространены в широком стратиграфическом диапазоне от пород рифей-вендского фундамента до четвертичных отложений, однако промышленные залежи нефти и газа известны лишь в терригенном среднедевонско-нижнефранском нефтегазоносном комплексе.

Залежь тяжелой высоковязкой нефти в песчаниках пласта III на глубинах 120-210 м по размерам и запасам является основным объектом, определяющим промышленное значение Ярегского месторождения. В структурном отношении она приурочена к центральной и юго-восточной частям свода Ухтинской складки, осложненным Ярегским, Южно-Ярегским, Лыаельским и Вежавожским локальными поднятиями, которые объединяются общим контуром нефтеносности. Протяженность залежи в региональном направлении с северо-запада на юго-восток около 36 км. Наибольшая ширина ее в средней части Ярегского поднятия 4.8 км, в пределах поперечного (субширотного) Южно-Ярегского поднятия – до 7 км, на Лыаельской структуре – 5.5 км и Вежавожском поднятии – до 3.4 км. Общая площадь нефтеносности около 127 км². Максимальная высота залежи (при среднем значении ВНК минус 62-60 м) на Ярегской структуре – около 85 м, Южно-Ярегской – 45 м, Лыаельской – 82 м и Вежавожской – около 82 м. Пласт III выклинивается в своде, либо в присводовой части юго-западного крыла Ухтинской складки, на значительном протяжении срезанного региональным «Большим Ярегским» сбросом. Залежь классифицируется как пластовая сводовая, стратиграфически, местами, литологически и тектонически, экранированная с юго-запада.

Общая толщина пласта III на месторождении в среднем около 70 м. Максимальные ее значения наблюдаются на Ярегской (106.2 м в скв. 17 пр-I) и Лыаельской (104.5 м в скв. 178) площадях в осевых зонах Ярегской и Лыаельской

продольных депрессиях фундамента. В зоне выклинивания пласта на западе проницаемые песчаники замещаются глинистыми отложениями и практически непроницаемыми конгломератовидными глинисто-сидеритизированными песчаниками.

Средняя эффективная толщина пласта III более 50 м. Максимальные ее значения – до 81.5 м на Ярегской площади (скв. 17 пр-I) и 57.9 м на Лыаельской (скв. 9р) отмечаются в зонах, характеризующихся максимальными общими толщинами пласта.

Сложность строения залежи определяется как указанными выше особенностями распространения продуктивного пласта, наличием многочисленных нарушений, местами разобщающих залежь на отдельные, частично гидродинамические изолированные блоки, так и неоднородностью пласта, состоящего из нескольких разновозрастных и различных по толщине, особенностям распространения и коллекторским свойствам пачек.

Песчаники всех пачек пласта III, от его кровли до подошвы, нефтеносны лишь в сводах наиболее высокоамплитудных локальных поднятий (Ярегского, Лыаельского и Вежавожского), где весь пласт залегает выше ВНК. Только здесь нефтеносны полностью или частично песчаники нижней пачки (афонинский горизонт). На всей остальной части площади месторождения частично или полностью нефтеносны лишь песчаники средней (старооскольский горизонт) и верхней (пашийский горизонт) пачек пласта III, а нижняя пачка прослеживается уже в водоносной зоне.

Нефтяная зона пласта III на Ярегском месторождении оконтуривается на трех разобщенных участках в сводах Ярегской (7.6 км²), Лыаельской (11.6 км²) и Вежавожской (22.7 км²) структур и составляет 33 % площади месторождения.

На большей части месторождения залежь в III пласте подстилается подошвенными водами. Эффективная толщина водоносной части пласта достигает на северо-восточном фланге месторождения 40-60 м.

Водонефтяной раздел на месторождении представлен «переходной зоной» толщиной от 0 до 1-2 м, реже до 3-6 м. Наличие «переходной зоны» подтверждается наблюдениями в выработках нефтешахт.

Средняя абсолютная отметка ВНК, проводимого в подошве интенсивно насыщенных нефтью песчаников, в 124 скважинах Ярегской площади (где залежь не изолирована в подошве аргиллитами или весьма слабо проницаемыми глинистыми сидеритизированными конгломератами) по данным различных методов исследования составляет минус 61.8 м. Отклонения обычно не превышают 1-2 м (от минус 60 до минус 63 м, в единичных случаях – от минус 58.1 до минус 64.5 м).

При разработке Ярегского месторождения было отмечено, что относительно более легкие нефти приурочены к приподнятым участкам пласта на шахтном поле 3 и 3-бис (плотность 0.937 г/см³), а самая тяжелая нефть характерна для шахтного поля 2 (плотность 0.968 г/см³), занимающего низкое гипсометрическое положение и почти целиком находящегося в пределах водонефтяной зоны.

По данным 1938-1940 годов газонасыщенность нефти достигала 10-13 м³/м³. Такое количество газа при начальном пластовом давлении 1.3 МПа и температуре 6-8 °С отражает условия полного насыщения нефти растворенным газом. В начальный период разработки на естественном режиме при бурении скважин и опробовании пласта часто наблюдались обильные газопроявления, достигавшие иногда 60-100 тыс.м³/сут (скв. 146 и 258 на шахтном поле 3 и др.)

В настоящее время в результате снижения пластового давления на участке шахтной разработки Ярегского месторождения пластовая нефть почти полностью дегазирована.

Предварительный анализ геологических последствий шахтной разработки Ярегского месторождения показывает, что в результате длительного (с 1939 года) осушения шахтными выработками продуктивного пласта III в среднедевонском резервуаре Ухтинской складки сформировалась и поддерживается огромная депрессионная воронка со вскрытой поверхностью фильтрации около 2254 тыс.м² (суммарная площадь дренирования пласта пробуренными скважинами и подземными выработками). В центральной зоне депрессионной воронки на шахтных полях 1 и 2

длиной 11 км и шириной до 4 км (северо-восточные крылья Ярегской и Южно-Ярегской структур) пластовое давление на начальной отметке ВНК минус 60 м упало до 0.1 МПа и возрастает на утвержденном активном контуре залежи на северо-востоке до 0.2-0.4 МПа и до 1.8-1.99 МПа на юго-восточном ее окончании в районе Вежавожской площади, удаленной на 25-26 км от центра. Влияние депрессионной воронки распространяется на резервуар III пласта в пределах всей Ухтинской складки (поровый объем резервуара более 11 млрд. м³). Предполагается, что под влиянием усиливающегося гидродинамического напора ВНК на активном контуре залежи поднимается, а в центральной зоне депрессионной воронки опускается, в соответствии с явлением наклона контактов впервые открытым и описанным В.П.Савченко. Попарное сравнение данных, наиболее близко расположенных друг к другу, но пробуренных в разные годы скважин показывает, что скорость вертикального смещения контакта может достигать 0.5-1 м/год.

В пределах Лыаельской площади приведенное пластовое давление на отметке минус 60 м изменяется на начало 1988 г. от 0.2 МПа на северо-западной границе до 1.74 МПа на южной, а на Вежавожской увеличивается до 1.99 МПа. При этом изменяется распределение изобар: вместо постепенного увеличения значений на склоне депрессионной воронки на Вежавожской площади намечается локальный максимум. Изменение тенденции распределения пластового давления на Вежавожской площади могло возникнуть, предположительно, вследствие разъединения Вежавожской части залежи III пласта (туда входит и крайняя южная часть Лыаельской площади) от основной части прорывом пластовых вод в локальном прогибе в районе скважины бн. Поскольку скважина бн бурилась в 1938 году, а Вежавожская площадь разбуривалась в 1987 году, то разрезание залежи должно было произойти после 1938 года, но до 1987 года. В таком случае, на Вежавожской площади (и южном окончании Лыаельской) можно проектировать независимую систему разработки.

С другой стороны, ситуация, когда залежь оказывается в локальном максимуме приведенных пластовых давлений, может привести к началу процесса ее рассеивания

(разрушения). Хотя масштабы такого процесса скорее всего незначительны, все же необходимо изучить его применительно к Вежавожской площади.

Для оценки изменений в положении ВНК и распределении запасов по площади потребуется бурение нескольких оценочных скважин и постановка специальных тематических исследований. Весьма перспективными для разработки могут оказаться исследования и промысловые эксперименты в области использования энергии напора краевых вод на активном контуре и искусственно стимулируемого (через создание депрессионной воронки) режима «стягивания», что может способствовать повышению эффективности работ по отбору нефти до 1.5-3 раз по сравнению с достигнутой на опытно-промышленном участке I-очереди Лыаельской площади.

Залежь нефти в песчаниках пласта II связана с песчано-глинистыми отложениями верхней части разреза пашийского горизонта, несогласно залегающими на породах туфодиабазовой толщи, а в местах их отсутствия на более древних образованиях вплоть до фундамента. Толщина верхней песчано-глинистой пачки в среднем около 14 м (от 4 до 22 м), отложения развиты на всей площади месторождения.

Пласт II толщиной в среднем 4-8 м наиболее полно представлен на северо- и северо-западе месторождения, где толщина его увеличивается до 13 м. К северу от месторождения, на Водненском выступе, он залегает непосредственно на породах фундамента. На Лыаельской площади толщина верхней пачки (пласт II) около 7 м, на Вежавожской – от 4 до 16 м. Общая толщина выделяющегося в кровле пачки пласта II не превышает здесь 6-8 м, эффективная нефтенасыщенная толщина до 4 м.

Песчаники пласта II на площади месторождения, а в ряде мест на западе, северо-западе и северо-востоке за его контуром, повсеместно, но весьма неравномерно пропитаны или насыщены нефтью. Среднее весовое содержание нефти изменяется от 0.22% до 5.53% при обычном содержании 1-2 %. Однако, при испытаниях целого ряда скважин (скв. 44, 46, 47, 50, 129, 172, 177, 234, 236, 237) в разных частях месторождения были получены лишь незначительные притоки нефти (максимальный дебит до 5 м³ за 17 час. в скв. 46) или проявления в виде пленок.

Скважины практически безводные (до 0.3 м³/сут), нефть почти полностью дегазированная.

Нефть пласта II преимущественно тяжелая (от 0.901 до 0.94 г/см³), безпарафинистая (следы), сернистая (0.49-1 %), высокосмолистая (акцизных смол 47-49 %). Однако, на погруженных участках Ярегской и Лыаельской площадей известны притоки более легких (0.893 г/см³) и менее вязких нефтей.

На Ухтинской складке промышленно нефтеносным II пласт является на Чибьюском месторождении, расположенном частично в черте застройки г. Ухты, в 13 км к востоку от Ярегского месторождения. Чибьюское месторождение открыто в 1930 году и к 1957 году отработано на естественном режиме. Накопленный объем добычи на месторождении составил 562 тыс. т нефти плотностью 0.878 г/м³.

Залежь нефти в песчаниках пласта А связана с отложениями тиманского горизонта. Пласт выделяется в подошве верхнекыновских слоев в средней части разреза кыновско-саргаевской глинистой толщи-покрышки. Пласт выражен обычно прослоями мелко- и тонкозернистых глинистых песчаников, и алевролитов. Песчаники слагают в большинстве случаев до 50 % разреза. Толщина пласта на Ярегской площади от 3 до 16 м, Лыаельской – до 9 м. На Вежавожской площади толщина пласта А изменяется от 0.8 до 6.2 м, а толщина пропитанных нефтью песчаников в разрезе пласта от 0 до 5.4 м. Пласт развит на всей площади месторождения, однако, в своде Ярегской структуры выходит непосредственно под четвертичные отложения и характеризуется здесь как водоносный.

Небольшие, но частые выбросы метана из пласта А и вмещающих его тиманских аргиллитоподобных глин имели место при бурении многих скважин на месторождении и реже за его пределами. Испытания пласта проведены в 27 скважинах, но лишь в 8 из них вместе с водой получены незначительные притоки нефти. Так, в скв. 187 (Лыаельская площадь), где пласт А имеет эффективную толщину 0.6 м, при желонировании за 6 час дебит нефти был определен в 0.4 т/сут и воды более 1 м³/сут. Нефть легкая, светлая, газированная.

На Вежавожской площади, где песчанность пласта А возрастает, испытаны 6 скважин. В 4 скважинах (скв. 706, 711, 723, 735) из пласта получены притоки нефти с

водой дебитом от 0.04 т/сут (воды 0.35 м³/сут) в скв. 735 до 0.41 т/сут (воды 2.6 м³/сут) в скв. 706. Все скважины расположены на восточном крыле Вежавожской структуры. Минимальные притоки нефти и воды получены в скв. 735, пробуренной за контуром нефтеносности основного продуктивного пласта III.

Залежи пласта А, изученные на площади месторождения явно недостаточно, могут быть определены как пластовые, литологически ограниченные и, вероятно, тектонически экранированные с юго-запада, т.е. со стороны «Большого Ярегского» сброса. Предполагается, что они представлены серией литологически ограниченных залежей, субмеридионального простирания (подобно залежам в пласте II).

В кровле тиманского горизонта на Ярегском месторождении выделяется песчаный пласт I, сохранившийся от размыва в основном лишь на крыльях Ухтинской складки. Пласт рассматривается как водоносный, но в ряде мест установлена его нефтеносность. Так в скв. 179 (Лыаельская площадь) из пласта за 4 час желонирования получена нефть (0.36 м³/сут), в скв. 200 за 3 час – 0.03 м³/сут.

Добыча нефти из пласта I производилась в 1941-1942 гг. вблизи р. Лыаель (восточнее границы нефтеносности пласта III) на участке размером 700х300 м, где были пробурены 13 ручных скважин. Тартание в 3 скважинах давало 0.33-1.2 т/сут нефти плотностью 0.882 г/см³ с выходом легких фракций (до 200 °С) 16 %. В настоящее время эта локальная залежь практического значения не имеет. Кроме того, нефть из I пласта в годы Отечественной войны добывалась на Нижнечутинской площади, расположенной на Водненском поднятии. Здесь с глубины 40-60 м добыто 3400 т легкой нефти.

Пласты II, А и I перспективны не только на отдельных участках Ярегского месторождения. Перспективные на нефть линзовидные тела песчаников в этих пластах развиты почти по всей Ухтинской складке.

Пласт сложен «пылеватыми» тонкозернистыми глинистыми песчаниками с прослоями глин. Толщина пласта I на Вежавожской площади не превышает 2 м, на Лыаельской - достигает 12 м, в северной части месторождения пласт размыт.

В настоящей работе стратиграфическое расчленение девонских отложений приводится в соответствии с материалами подсчета запасов нефти рассматриваемой

площади, выполненного в 1987 году. С 1988 года в Тимано-Печорской провинции действует новая унифицированная стратиграфическая схема, состав девонской системы в которой коренным образом отличается от прежней. Привязка освещенного разреза девонских отложений Ярегского месторождения и Вежавожской площади к новой унифицированной стратиграфической схеме приводится на рисунке 1.4.

По новой схеме афонинский горизонт живетского яруса среднего отдела заменен на эйфельский яруса в составе 5 горизонтов (снизу вверх): койвенский, бийский, кедровский, омринский, колвинский. Старооскольский горизонт живетского яруса в новую схему включен в ранге надгоризонта.

В доманиковой части верхнего отдела по новой схеме выделяется 4 горизонта (снизу вверх): яранский, джъерский, тиманский и саргаевский. При этом, бывший пашийский горизонт входит в состав верхнеджъерского подгоризонта, а кыновский – в тиманский горизонт. В отличие от старой схемы I пласт включён в саргаевский горизонт, который отнесён уже не к нижнефранскому, а к среднефранскому подъярису.

По результатам корреляции разрезов получается, что нижняя пачка на Ухтинской складке соответствует нерасчленённым бийскому и кедровскому горизонтам. При этом, отсутствие карбонатов в кедровском горизонте (нижней пачке III пласта) Ухтинской складки и наличие их на соседней Верхнеижемской антиклинали Ухта-Ижемского вала указывает на то, что в фазу максимальной среднедевонской трансгрессии в кедровское время глубина бассейна на северной половине Ухта-Ижемского вала была значительно меньшей, чем на южной. Но, значительно более увеличенная толщина верхнедевонской части разреза Ухтинской складки по сравнению с Верхнеижемской и, в частности, почти полное отсутствие туфобазальтовой толщи на последней, указывает на начавшуюся на стыке среднего и позднего девона тектоническую перестройку, в результате которой территория Ухтинской складки подверглась в позднедевонскую эпоху опережающему опусканию.

Надсланцевые аргиллиты условно отнесены к койвенскому горизонту.

Омринский и колвинский горизонты эйфельского яруса на Ухтинской складке отсутствуют (перерыв в осадконакоплении).

В отношении старооскольского горизонта данные корреляции показали, что соответствующие отложения в объеме пласта Ів – основная толща полностью отсутствует (перерыв в осадконакоплении) на всей территории Ухта-Ижемского вала. Поэтому, средняя пачка ІІІ пласта на Ухтинской складке могла быть отнесена только к джьерскому горизонта (пласты В-3, В-4 толщи ІВ₂), поскольку граница выклинивания отложений яранского горизонта (пласты В-1, В-2 нижней части толщи ІВ₂) проходит далеко на северо-востоке от Ухта-Ижемского вала. Средняя пачка ІІІ пласта Ухтинской складки вынужденно-условно отнесена к яранскому горизонту, а бывший пашийский горизонт – к тиманскому.

Таким образом, в состав тиманского горизонта на Ухтинской складке в настоящее время включены бывшие пашийский и кыновский горизонты, за исключением пласта І. Средняя пачка ІІІ пласта отнесена к яранскому горизонту, а верхняя является базальной частью тиманского горизонта.

Залежь нефти в песчаниках пласта ІІІ

Залежь классифицируется как пластовая сводовая, стратиграфически, местами, литологически и тектонически, экранированная с юго-запада.

Подсчет запасов нефти в продуктивном пласте ІІІ проведен в установленном разведкой контуре нефтеносности. В связи с тем, что вся нефтенасыщенная часть пласта ІІІ является одним объектом разработки, запасы подсчитаны в целом по пласту по нефтяной и водонефтяной зонам.

По геологической изученности залежи и технологической особенности тепловых способов добычи балансовые и забалансовые запасы нефти в продуктивном пласте ІІІ отнесены к категории С₁.

Площадь нефтеносности продуктивного пласта ІІІ на севере Вежавожской площади ограничена границей подсчета запасов нефти на Лыаельской площади, утвержденной ГКЗ СССР (Протокол №10044 от 03.10.1986 г.).

Западный контур определяется линией выклинивания или замещения пород-коллекторов глинистыми отложениями близ древней береговой линии.

На востоке контур нефтеносности проведен по изогипсе минус 60 м кровли проницаемых песчаников, поскольку именно на этом уровне в большинстве скважин установлен ВНК.

Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах бурения 1983-1987 гг. выделялись по данным ГИС с учетом результатов анализов кернового материала, а в скважинах предыдущих лет бурения (7н, 2042, 2048, 2049) только по керну, т.к. геофизические исследования в них не проводились. Средневзвешенная эффективная толщина в контуре подсчета балансовых запасов – 10,36 м, забалансовых – 1,5 м.

Кондиционная нефтенасыщенная толщина пласта определена на основе технико-экономического анализа, базирующегося на экономически минимально допустимых извлекаемых запасах нефти на одну скважину. При подсчете запасов нефти в пласте III контур балансовых запасов проведен по изопахите суммарной эффективной нефтенасыщенной толщины, равной 3 м.

Коэффициент пористости определялся по керну, среднеарифметическое значение открытой пористости для нефтенасыщенной части пласта составляет 23.8 %, средневзвешенное по толщине – 23.6 %, в подсчет запасов принята величина – 0.24.

Коэффициент нефтенасыщенности определен по зависимости эффективной пористости от открытой. Нефтенасыщенность песчаников пласта характеризуется по керну и геофизике в среднем одной и той же величиной – 85 %.

Плотность разгазированной нефти в стандартных условиях колеблется от 0.938 до 0.952 г/см³, для подсчета запасов принята средняя величина 0.945 г/см³. Пересчетный коэффициент принят равным 0.98.

Коэффициент извлечения нефти для балансовых запасов принят равным 0.35, для забалансовых – 0.1.

Начальные запасы нефти категории С₁ составили (геологические/извлекаемые): балансовые – 50301 / 17605 тыс.т, забалансовые – 1757 / 176 тыс.т.

Таблица 1 – Подсчетные параметры и запасы нефти, числящиеся на Государственном балансе по Вежавожской площади Ярегского месторождения

Пласт	Категории	Зоны	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс м ³	Коэффициенты			Плотность нефти, кг/м ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т
						Открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
III (D _{2st} -D _{3ps})	C ₁	кондиц.	25703	10.36	266248	0.24	0.85	0.98	0.945	50301	0.35	17605
	C ₁	не кондиц.	6201	1.50	9301	0.24	0.85	0.98	0.945	1757	0.10	176
II (D _{3 ps})	C ₂	в пределах кондиц.	10782	1.14	12324	0.24	0.78	0.98	0.913	2064	0.35	722
	C ₂	за пределами кондиц.	13769	1.37	18835	0.24	0.78	0.98	0.913	3155	0.10	316
A (D _{3 f})	C ₂	в пределах кондиц.	24612	2.15	53020	0.24	0.75	0.98	0.913	8539	0.35	2989
	C ₂	за пределами кондиц.	16356	1.57	25658	0.24	0.75	0.98	0.913	4132	0.10	413
ВСЕГО	C ₁									52058		17781
	C ₂									17890		4440

Залежь нефти в песчаниках пласта II

Залежь нефти классифицируется как пластовая, литологически ограниченная, состоящая из отдельных скоплений в линзовидных телах проницаемых песчаников.

Пласт не выдержан по площади и распространен в виде ограниченных пластовых тел. Подсчет запасов нефти в пласте II проведен в установленном разведкой контуре нефтеносности в границах и за границей балансовых запасов нефти пласта III.

Запасы нефти пласта II, не опробованные при тепловом воздействии, по степени изученности отнесены к категории C_2 .

Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах бурения 1983-1987 гг. выделялись по данным ГИС с учетом результатов анализов кернового материала, а в скважинах предыдущих лет бурения (7н, 2042, 2048, 2049) только по керну. Средневзвешенная эффективная толщина в границах балансовых запасов нефти пласта III—1.1 м, за их границей—1.4 м.

Коэффициент пористости определялся по керну, среднеарифметическое значение открытой пористости составляет 23.6 %, средневзвешенное по толщине – 23.5 %, в подсчет запасов принята величина – 0.24.

Коэффициент нефтенасыщенности определен по зависимости эффективной пористости от открытой. Нефтенасыщенность песчаников пласта характеризуется по геофизике средней величиной – 78 %. Определения остаточной водонасыщенности по керну отсутствуют.

Плотность нефти пласта II на Вежавожской площади не определялась. По данным анализов проб, отобранных из этого пласта на Ярегской площади, нефть по физико-химическим свойствам близка к нефти пласта А. При подсчете запасов в этом пласте плотность ее принята 0.913 г/см^3 . Пересчетный коэффициент принят равным 0.98.

Коэффициент извлечения нефти для запасов в границах пласта III принят равным 0,35, для запасов за его пределами – 0.1.

Начальные запасы нефти категории C_2 составили (геологические/извлекаемые): в границах балансовых запасов нефти пласта III – 2064 / 722 тыс.т, за границей пласта III – 3155 / 316 тыс.т (таблица 1.2).

Залежь нефти в песчаниках пласта А

Залежь нефти связана с отложениями тиманского горизонта. Пласт выделяется в подошве верхнекыновских слоев в средней части разреза кыновско-саргаевской глинистой толщи-покрышки.

Залежь пласта А, изученная явно недостаточно, может быть определена как пластовая, литологически ограниченная и, вероятно, тектонически экранированная с юго-запада.

Подсчет запасов нефти в пласте А проведен в установленном разведкой контуре нефтеносности как в контуре, так и за контуром балансовых запасов нефти пласта III.

Запасы нефти в песчаниках пласта А не опробованы при тепловом воздействии и по степени изученности отнесены к категории C_2 .

Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах бурения 1983-1987 гг. выделялись по данным ГИС с учетом результатов анализов кернового материала, а в скважинах предыдущих лет бурения (7н, 2042, 2048, 2049) только по керну. Средневзвешенная эффективная толщина в контуре балансовых запасов нефти пласта III – 2.1 м, за их контуром – 1.6 м.

Коэффициент пористости определялся по керну, среднеарифметическое значение открытой пористости составляет 24.3 %, средневзвешенное по толщине – 23.7 %, в подсчет запасов принята величина – 0.24.

Коэффициент нефтенасыщенности определен по зависимости эффективной пористости от открытой. Нефтенасыщенность песчаников пласта характеризуется по геофизике средней величиной – 75 %. Определения остаточной водонасыщенности по керну отсутствуют.

Плотность разгазированной нефти колеблется от 0.910 до 0.918 г/см³, для подсчета запасов принята средняя величина 0.913 г/см³. Пересчетный коэффициент принят равным 0.98.

Коэффициент извлечения нефти для запасов в контуре пласта III принят равным 0.35, для запасов за его пределами – 0.1.

Начальные запасы нефти категории C₂ составили (геологические/извлекаемые): в контуре балансовых запасов нефти пласта III – 8539 / 2989 тыс.т, за контуром пласта III – 4132 / 413 тыс.т.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Ярегское месторождение высоковязкой нефти включает Ярегский, Лыаельский и Вежавожский участки. В пределах Лыаельского участка нефтепродуктивными являются кварцевые песчаники средней и верхней пачек пласта III, а песчаники нижней пачки, в основном, водонасыщены. Нефтяная залежь является пластовой, частично литологически и тектонически экранированной.

Месторождение имеет блоковую структуру. Одни и те же горизонты в относительно близко расположенных скважинах находятся на различных гипсометрических уровнях. При этом при переходе от блока к блоку изменяется не только гипсометрическое положение горизонтов, но и мощности отдельных пластов.

В таких условиях для геофизического анализа местности и построения геологической модели залежи подойдут данные сейсморазведки в комплексе с бурением.

В пределах Лыаельского участка сейсморазведочные работы были проведены вдоль четырех линий (14-07-01, 14-07-02, 14-07-03, 14-07-04) общей протяженностью 30 км. Работы выполнялись способом общей глубинной точки с использованием буровзрывного способа возбуждения колебаний.

Регистрация сейсмических колебаний осуществлялась телеметрической системой «ARAM-ARIES».

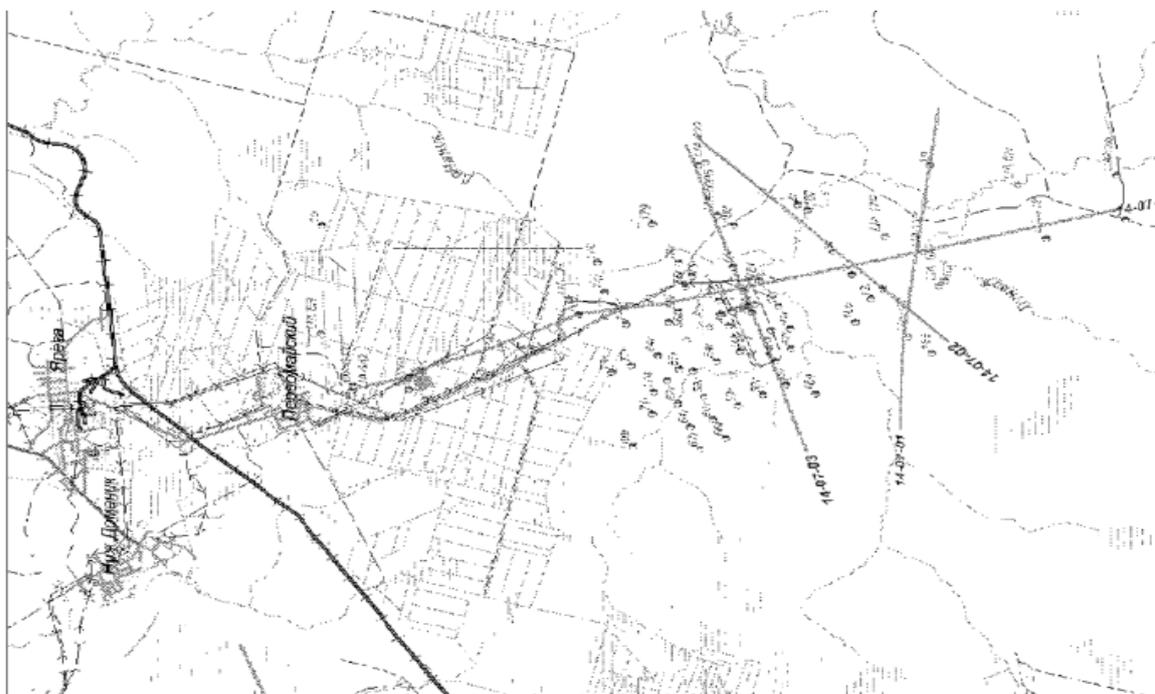


Рисунок 6 – Схема расположения профилей

На рисунке приведен временной разрез по одному из профилей Лыаельской площади. Основные коррелируемые сейсмические границы приурочены к низам осадочного чехла. Для более точной привязки отражающих границ к стратиграфическим реперам было выполнено моделирование волнового поля с использованием данных акустического каротажа скважин.

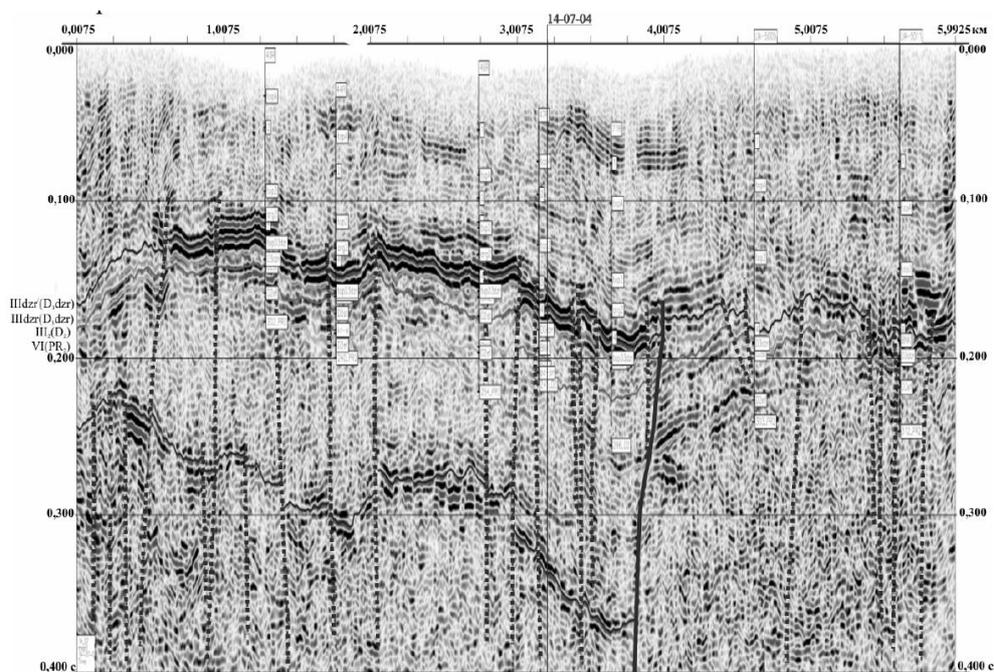


Рисунок 7 – Временной разрез по профилю 14-07-03

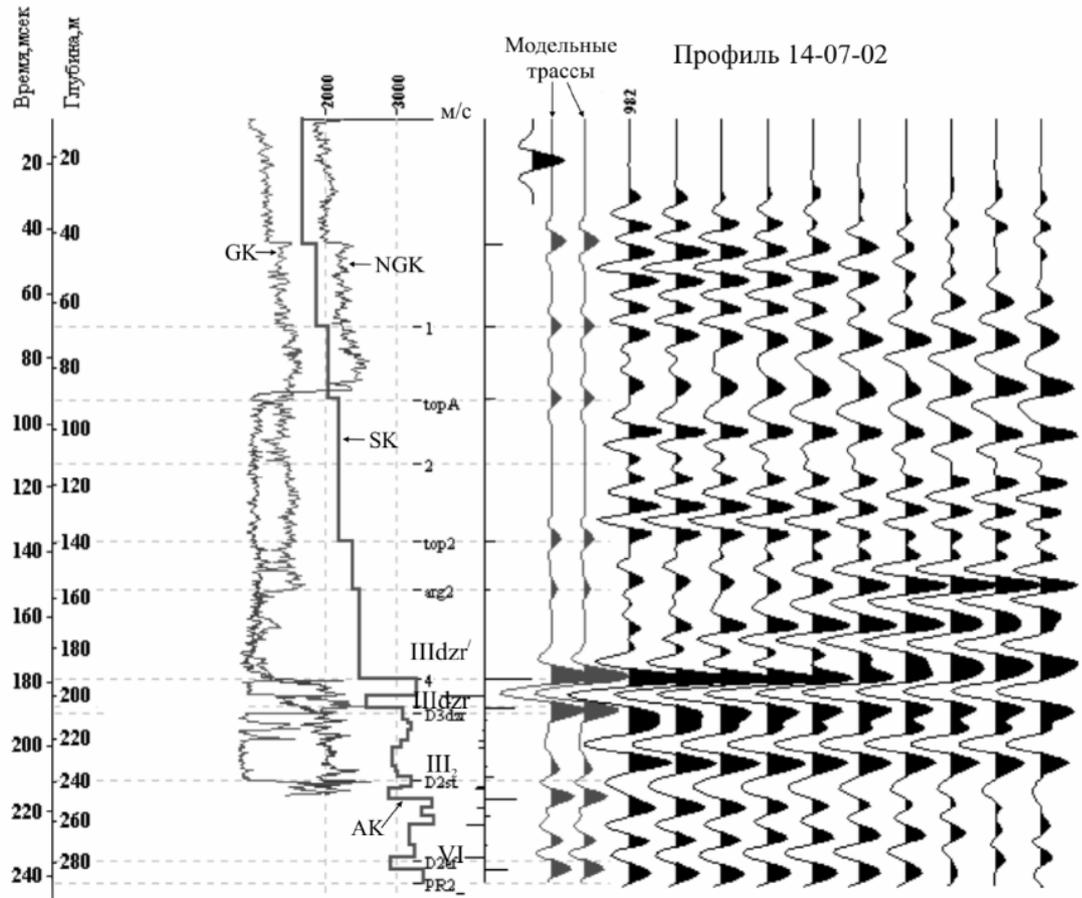


Рисунок 8 – Привязка отражающих горизонтов по скважине 9R

Основными отражающими границами являются кровля туффиито-диабазовой толщи джъерского горизонта (ОГ IIIIdzr¹), кровля пласта III (ОГ IIIIdzr), подошва песчаников в нижней части пласта III (ОГ III₂) и горизонт VI (PR₂) в подошве осадочного чехла – кровле фундамента. Фрагментарно при благоприятных сейсмогеологических условиях прослежены отражения от горизонтов в верхней части осадочного чехла.

Перечисленные отражающие горизонты в основании осадочного чехла прослеживаются друг за другом с небольшим интервалом, создавая как бы единый многофазный динамически выраженный цуг, что позволяет их легко выделять на временном разрезе.

На всех временных разрезах отсутствует непрерывная корреляция отражающих горизонтов. Все они разбиты на отдельные мелкие блоки, иногда их размеры в плане составляют не более 100 м, чаще до 1 км. На границах блоков наблюдается смещение отражающих горизонтов различной амплитуды

в соответствии с гипсометрическим положением границ в геологическом разрезе. Нередко происходит изменение волновой картины при переходе от блока к блоку.

Кроме общей мелкоблоковой структуры Лыаельской площади в её пределах выделяется обособленный блок в метаморфизованном комплексе пород фундамента. Этот блок четко фиксируется в западной половине профиля 14-07-03.

Данные, полученные из геофизического анализа месторождения, подтверждаются данными бурения скважины «700-Ярега».

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследования

На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение пластов-коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- 5) Определение нефте- и газонасыщенности коллекторов;

Данным проектом предусматривается доразведка месторождения во время бурения эксплуатационных скважин на территории НШУ «ЯрегаНефть» с проведением комплекса ГИС. Целью доразведки является уточнение исходных данных для коррекции траекторий эксплуатационных скважины.

Участок работ, где будет пробурены скважины - территория Нефтешахты №1.

Основной предпосылкой для выбора проектируемого участка работ является развитая инфраструктура данной шахты, которая позволит произвести запроектированные исследования экономически эффективно в кратчайший срок.

Бурение проектных скважин позволит изучить месторождение более подробно.

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

Проанализированный ранее разрез скважины с геологической точки зрения является представительным, т. к. вмещает в себя типичные продуктивные пласты и литологические разности (глины, песчаники и др.) характерные для Ярегского месторождения. С геофизической точки зрения рассматриваемые объекты исследования отчетливо дифференцируются по физическим свойствам, что является достаточным условием для применения геофизических методов. Поэтому рассматриваемый геолого-геофизический разрез одной из разведочных скважин можно представить в качестве априорной физико-геологической модели объекта исследования.

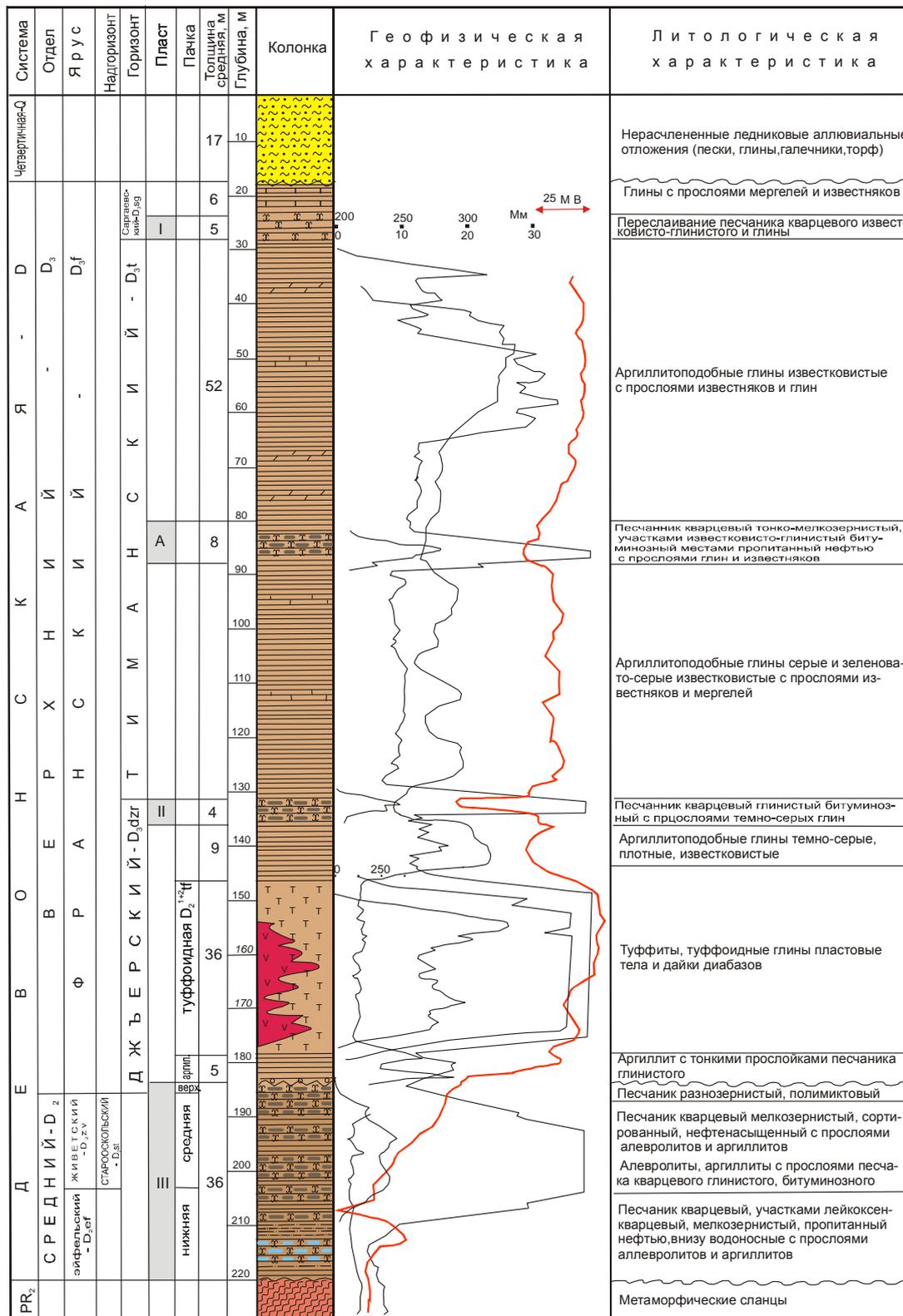


Рис. 4.1. Сводный геолого-геофизический разрез Ярегского месторождения (масштаб 1:1000)

Рисунок 9 – Сводный геолого-геофизический разрез Ярегского месторождения

В доманиковой части верхнего отдела по новой схеме выделяется 4 горизонта (снизу вверх): яранский, джьерский, тиманский и саргаевский. При этом, бывший пашийский горизонт входит в состав верхнеджьерского подгоризонта, а кыновский – в тиманский горизонт. В отличие от старой схемы I пласт включён в саргаевский горизонт, который отнесён уже не к нижнефранскому, а к среднефранскому подъярису.

По результатам корреляции разрезов получается, что нижняя пачка на Ухтинской складке соответствует нерасчленённым бийскому и кедровскому горизонтам. При этом, отсутствие карбонатов в кедровском горизонте (нижней пачке III пласта) Ухтинской складки и наличие их на соседней Верхнеижемской антиклинали Ухта-Ижемского вала указывает на то, что в фазу максимальной среднедевонской трансгрессии в кедровское время глубина бассейна на северной половине Ухта-Ижемского вала была значительно меньшей, чем на южной. Но, значительно более увеличенная толщина среднедевонской части разреза Ухтинской складки по сравнению с Верхнеижемской и, в частности, почти полное отсутствие туфобазальтовой толщи на последней, указывает на начавшуюся на стыке среднего и позднего девона тектоническую перестройку, в результате которой территория Ухтинской складки подверглась в позднедевонскую эпоху опережающему опусканию.

Надсланцевые аргиллиты условно отнесены к койвенскому горизонту.

Омринский и колвинский горизонты эйфельского яруса на Ухтинской складке отсутствуют (перерыв в осадконакоплении).

В отношении старооскольского горизонта данные корреляции показали, что соответствующие отложения в объёме пласта Ib – основная толща полностью отсутствует (перерыв в осадконакоплении) на всей территории Ухта-Ижемского вала. Поэтому, средняя пачка III пласта на Ухтинской складке могла быть отнесена только к джьерскому горизонту (пласты В-3, В-4 толщи Ib₂), поскольку граница выклинивания отложений яранского горизонта (пласты В-1, В-2 нижней части толщи Ib₂) проходит далеко на

северо-востоке от Ухта-Ижемского вала. Средняя пачка III пласта Ухтинской складки вынужденно-условно отнесена к яранскому горизонту, а бывший пашийский горизонт – к тиманскому.

Таким образом, в состав тиманского горизонта на Ухтинской складке в настоящее время включены бывшие пашийский и кыновский горизонты, за исключением пласта I. Средняя пачка III пласта отнесена к яранскому горизонту, а верхняя является базальной частью тиманского горизонта.

На физико-геологической модели представлены основные для разреза продуктивные пласты Ярегского месторождения, литологические разности и, соответственно, основные закономерности поведения кривых каротажа.

Комплекс методов геофизических исследований скважин основывается исходя из поставленных выше задач. Опираясь на анализ результатов ранее проведенных геофизических исследований, поставленные геологические задачи возможно решить с помощью следующего комплекса геофизических методов: Стандартный каротаж ПС, БК, ИК, БКЗ, БМК, МКЗ, ГК, ННК-Т, ГГК-П, АК, кавернометрия-профилеметрия, инклинометрия, резистивиметрия.

Прямыми признаками при литологическом расчленении разреза и выделении коллекторов являются: уменьшение диаметра скважины против пласта коллектора, которое происходит при образовании глинистой корки(кавернометрия), наличие радиального градиента сопротивления, который устанавливается по данным электрических методов с различной глубиной исследования (БКЗ), приращение показаний МПЗ и МГЗ. Также для выделения коллекторов используют косвенные признаки: отрицательная аномалия ПС, низкая естественная радиоактивность.

Боковой каротаж (БК) будет проводиться с целью выделения маломощных высокоомных пластов и определения их удельного сопротивления.

Микробоковой каротаж (МБК) применим для расчленения разреза с высокой точностью, определения УЭС сопротивления промытой зоны и эффективной толщи пластов.

Микрозондирование (МКЗ) будет использовано для детального изучения ближней зоны.

Индукционный каротаж (ИК) позволит изучить удельную электропроводность горных пород среднего и низкого сопротивления, с повышенным проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, а также позволит определить положение водонефтяного контакта.

Для определения положения флюидных контактов, оценки фильтрационно-емкостных свойств и оценки характера насыщения совместно с электрическими методами будут использоваться акустический каротаж и нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.

Резистивиметрия будет применяться для определения УЭС промывочной жидкости, которая заполняет скважину. Сведения об УЭС промывочной жидкости используются для количественной интерпретации данных БК, БКЗ, ИК и определения минерализации пластовых вод по результатам метода ПС.

Метод гамма каротажа позволит решить следующие задачи: литологическое расчленение различных типов горных пород, определение фильтрационно-емкостных свойств горных пород, привязка к разрезу результатов исследования другими методами каротажа, интервалов перфорации и др., привязка керна.

Гамма-гамма каротаж плотностной будет применяться для литологического расчленения разрезов скважин и оценки пористости породы при уже известном литологическом составе.

Скважинная акустическая кавернометрия (САК) выдаст информацию о фактическом диаметре необсаженной колонны и макроструктуре (кавернозности, трещиноватости пород, которые слагают стенки скважины).

Инклинометрия будет определять угол наклона ствола скважины по отношению к горизонтальной плоскости и магнитного азимута искривления.

Эти данные необходимы для определения места нахождения забоя, его глубины и истинных глубин залегания пластов. Исходя из опыта ранее проведенных работ, можно сделать вывод, что проектируемый комплекс методов геофизических исследований скважин достаточен для решения поставленных задач.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика и техника проведения геофизических исследований

Геофизические исследования в скважинах будут проводиться по общепринятой схеме.

Эталонирование и настройка аппаратуры будет осуществляться на базе экспедиции, а метрологическая поверка аппаратуры на скважине перед началом каротажа.

Регистрация ГИС будет проводиться с помощью станции КЕДР-02. Станция обеспечивает прием, обработку информационных сигналов, поступающих от скважинной аппаратуры. Она комплектуется импульсным датчиком глубины «Кедр ДГИ-1», датчиком магнитных меток глубины «Кедр-ДММГ» и выносным блоком индикации глубины «БГ».

В комплекте со станцией КЕДР-02 поставляется программа регистрации геофизических данных «Геофизика».

Стандартный каротаж будет выполняться с использованием подошвенного градиент-зонда А2.0М0.5N, потенциал-зонда N6.0М0.5А.

Масштаб записи: КС – 2,5 Ом-м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Запись будет вестись с использованием скважинного прибора «К1А-723М».

Скорость записи – 2000 м/ч. Боковое каротажное зондирование будет выполняться зондами А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М0.5N, N11.0М0.5А.

Методика записи и масштаб такие же, как и при КС. Запись бокового каротажа будет проводиться в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. Скорость записи и аппаратура такие же, как и при КС. Индукционный каротаж будет проводиться той же аппаратурой в масштабе 10 мСм/м, резистивиметрия – в масштабе 1,0 – 2,0 Ом/см.

Прибор «К1А –723М» обеспечит измерения кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород (БКЗ, БК), потенциала самопроизвольной поляризации, удельного электрического сопротивления

промывочной жидкости, кажущейся электрической проводимости горных пород (ИК).

Гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж будут проводиться с использованием аппаратуры «РК5–76». Прибор «РК5–76» позволит провести радиоактивный каротаж с целью определения коэффициента пористости горных пород, регистрации естественной радиоактивности (гамма-каротаж) и локации муфт колонны обсадных труб. Масштаб записи ГК – 10 мкр/ч/см; НКТ – 0,1 – 0,45 усл.ед./см. Постоянная времени интегрирующей ячейки $\tau = 3;6$. Скорость регистрации 200 – 600 м/ч. Датчик гамма-квантов – сцинтилляционные счётчики-кристаллы NaI (40x80). Индикатор нейтронов – сцинтилляционный счётчик ЛДНМ (30x70). Источник нейтронов – плутоний-бериллиевый, мощностью $1 \times 10^7 - 11,6 \times 10^6$ н/с. Прибор микрокаротажа позволит провести измерения электрического сопротивления пород зондами микрокаротажа с целью выделения коллекторов и измерения диаметра скважины.

Инклинометр ИОН–1 позволит непрерывно измерять азимут и зенитный угол скважины, а также угла поворота инклинометра. Определение координат скважины в пространстве позволит контролировать бурение в заданном направлении.

5.2. Интерпретация геофизических данных

Обработка, интерпретация геофизической информации, а также определение фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения будет проводиться с использованием рассчитанных для данного месторождения петрофизических зависимостей.

Выделение коллекторов будет производиться по комплексу качественных и количественных признаков. Качественные признаки при выделении поровых коллекторов обусловлены проникновением в пласт фильтрата промывочной жидкости, вследствие чего происходит сужение

диаметра скважин за счет образования глинистой корки, фиксируемое кривой кавернометрии, а также образуется радиальный градиент кажущихся сопротивлений, измеряемый зондами с разной глубинностью исследований – БКЗ, ИК, БК и приращением на кривых микрозондирования (показания потенциал зонда больше показаний градиентзонда).

К количественным признакам относится отрицательная аномалия ПС, низкая естественная радиоактивность горных пород.

Из эффективных толщин, выделяемых по качественным признакам, исключаются все прослои, характеризующиеся как уплотненные и глинистые хотя бы по одному из геофизических параметров.

Выделение эффективных толщин будет проводиться по положительным приращениям на микрозондах, отрицательной аномалией ПС, наличию глинистой корки на кавернограмме, по проникновению фильтрата в пласт по БКЗ; по отрицательной амплитуде ПС, относительной эффективной проницаемости, а также по предельным значениям параметров.

Удельное электрическое сопротивление пород (ρ_p) будет определяться по методу БКЗ, БК, ИК. Одновременно будет происходить оценка качества записи электрических методов ГИС. Удельное сопротивление промывочной жидкости будет определена в процессе скважинных измерений (резистивиметрия).

Определение качества материалов БКЗ из-за отсутствия мощных плотных пластов проводится по глинистым и водоносным пластам.

К факторам, затрудняющим интерпретацию, можно отнести наличие эффекта экранирования выше и нижележащими пластами, переслаивание глинистых, плотных и проницаемых прослоев.

Также будут проводиться определения относительной амплитуды ПС (A_{ps}) и двойного разностного параметра по ГК ($J_{гк}$).

Определение относительной амплитуды ПС проводится следующим образом. В изучаемом разрезе выделяется водоносный пласт с минимальной глинистостью, который принимается за опорный. Учитывается градиент

изменения ПС с глубиной, максимальная амплитуда в изучаемом пласте рассчитывалась по формуле:

$E_{\max} = E_{\text{опор}} + X[(N_{\text{пл}} - N_{\text{опор}})/Y]$, где $N_{\text{пл}}$ – глубина изучаемого пласта;

$N_{\text{опор}}$ – глубина опорного пласта.

Двойной разностный параметр по ГК определяется по формуле:

$J_{\text{гк}} = (J_{\text{гк}} - J_{\text{гк мин}}) / (J_{\text{гк макс}} - J_{\text{гк мин}})$, где $J_{\text{гк}}$ – показания по ГК против изучаемого пласта; $J_{\text{гк мин}}$ – минимальное показание против опорного пласта;

$J_{\text{гк макс}}$ – максимальное показание против опорного пласта.

Общая пористость будет рассчитываться по ННК-т. Для определения водородосодержания реализована методика, разработанная во ВНИИГеофизике. Методика заключается в нормировании диаграмм НК в единицах водородосодержания по логарифмической шкале. Модуль логарифмирования определяется по двум опорным пластам.

В качестве пласта высокого водородосодержания будут использоваться пласты размытых глин. Эти пласты обладают, как правило, минимальными в изучаемом участке разреза показаниями ННК-т. Им в зацементированной каверне при $d_{\text{кав}} < 2d_c$ приписывается значение $\omega\Sigma = 40\%$, а при $d_{\text{кав}} > 2d_c$ - $\omega\Sigma = 50\%$. В качестве второго опорного пласта будет использоваться водонасыщенный песчаный пласт с минимальной глинистостью, коэффициент пористости будет определяться независимым методом (по керну, по данным других видов каротажа). Чтобы выйти на водородосодержание опорного пласта в $K_{\text{поп}}$ необходимо введение поправки $\omega_{\text{св}} * K_{\text{гл}}$ (поправка за связанную воду).

Водородосодержание приводится к общей пористости следующим уравнением:

$K_{\text{по}} = \omega\Sigma - \omega_{\text{св}}d * K_{\text{гл}}$; где: $\omega\Sigma$ – суммарное водородосодержание;

$\omega_{\text{св}}$ – водородосодержание связанной воды; $K_{\text{гл}}$ – объёмная глинистость.

Для каждого пласта строится зависимость $K_{п} = f(A_{пс})$.

Определение пористости по АК будет проводиться по следующей схеме:

1) Снимаются значения интервального времени ($\tau_{и}$) для пластов, в пределах интервалов коллекторов выделенных по данным других методов.

Значения снимаются против центра выделенного пласта.

2) Рассчитывается коэффициент пористости для каждого из выделенных пропластков относящихся к пластам коллекторам.

Определение коэффициента нефтенасыщенности проводится по зависимости $R_{н} = f(K_{в})$. При определении коэффициента нефтенасыщенности используется формула $R_{н} = R_{нп}/R_{вп}$. Удельное сопротивление пласта изменяется в широком диапазоне.

Для расчетов используется сопротивление, рассчитанное по ГИС. При определении удельного сопротивления водоносного пласта используется параметр пористости, рассчитываемый по зависимости $R_{п} = f(K_{п})$ и $R_{вп} = R_{п} * R_{в}$.

Для определения коэффициента проницаемости используются петрофизические зависимости по керновым данным Ярегского месторождения для каждого продуктивного пласта.

6. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ

6.1. Геонавигация по данным базовых измерений

Геонавигация – это сервис, сочетающий в себе опыт и знания инженеров-геонавигаторов и технологии каротажа во время бурения (КВБ). Основной задачей сервиса является проводка скважины в запланированном геологическом интервале (коллекторе) для улучшения ее производительности. Для успешного решения данной задачи необходимо понимание относительного расположения скважины в разрезе, а также поведения структуры. Снижение геологических и структурных неопределенностей во время бурения достигается путем выбора и использования необходимого комплекса каротажа.

Работы по геонавигации выполняются в три этапа: стадия предварительного моделирования и подготовки двумерной модели вдоль плановой траектории, стадия проводки скважины в режиме реального времени и стадия подведения итогов и написания отчета. Услуги оказываются круглосуточно командой в составе 2-х инженеров по геонавигации.

Геонавигация с базовым набором каротажа применяется на хорошо изученных разбуренных месторождениях. Положение в разрезе определяется путем сопоставления синтетических кривых с кривыми, регистрируемыми в реальном времени, добиваясь их максимальной сходимости в модели. Базовый комплекс каротажа без использования имиджей не позволяет уверенно и однозначно анализировать поведение геологической структуры, что увеличивает риски принятия неверного решения по изменению траектории. Для снижения рисков могут быть использованы базовые ГК имиджи, которые, несмотря на довольно грубую оценку поведения структуры, в определенных случаях могут предоставить информацию, которая предотвратит незапланированный выход из коллектора.

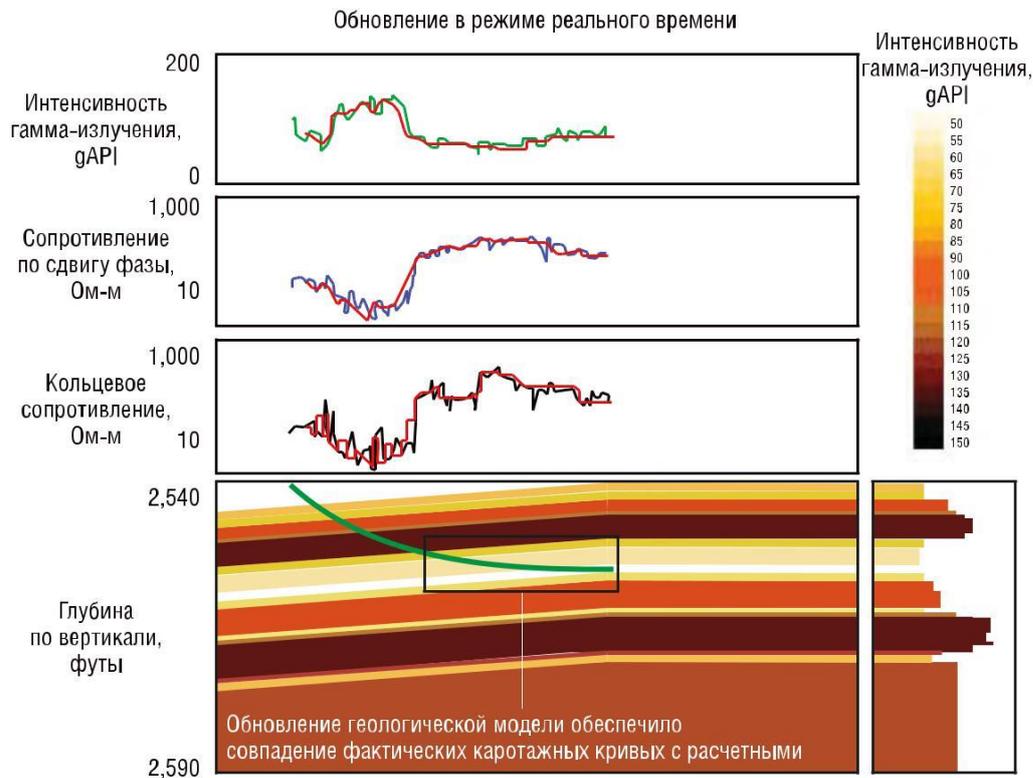


Рисунок 10 – Геонавигация по данным базовых измерений

6.2. Геонавгация с использованием имиджей плотности и сопротивления

Имиджи плотности или сопротивлений применяют с целью получения информации о структурном поведении разреза. С точки зрения геонавигации интерпретация имиджей предоставляет довольно точную оценку структурных углов в локальных точках разреза при наличии контраста плотности или сопротивления. С помощью локальных структурных углов уточняется положение скважины в разрезе, детализируется и корректируется двумерная модель. Также данные имиджей могут быть использованы для определения структурных элементов разрывных нарушений и ориентации трещиноватости, что особенно актуально для карбонатных разрезов. В целом, применение азимутальных методов каротажа, к которым относятся и имиджи, существенно уменьшает структурные неопределенности и риски, связанные с

неверной интерпретацией положения скважины в разрезе, хотя полностью и не исключает их.

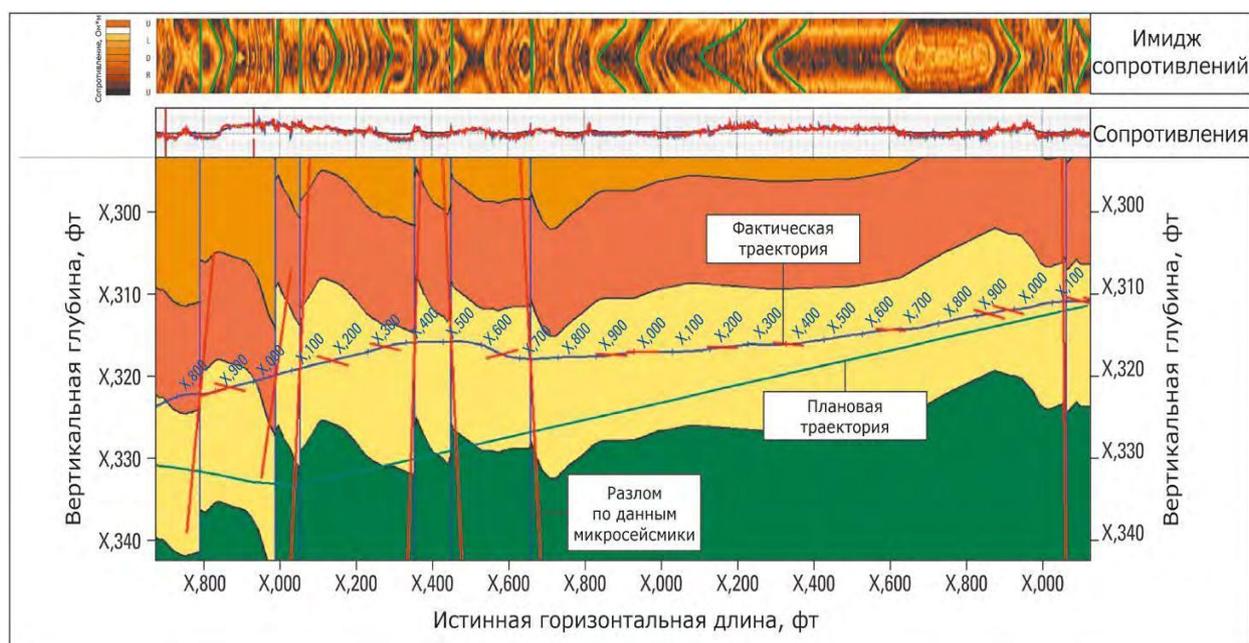


Рисунок 11 – Интерпретация структурных углов, трещин и разломов по имиджу на двумерном разрезе

Одним из методов, минимизирующих структурные неопределенности во время бурения, является оценка элементов залегания по имиджам плотности или сопротивлений. Данный сервис помогает Заказчику оперативно обновлять геологическую модель месторождения и на ее основе принимать решения по изменению траектории. Это один из наименее затратных для Заказчика видов сервиса, выполняющийся, как правило, одновременно с сервисом геонавигации. Результаты интерпретации выдаются в табличной форме, с визуализацией в виде каротажных диаграмм, получаемых с помощью программного обеспечения.

6.3. Геонавигация с картированием границ пластов и резервуаров

Картографы границ – это приборы, разработанные специально для нужд геонавигации, поэтому их применение существенно облегчает удержание скважины в коллекторе за счет полного понимания поведения структуры. Соответственно, метод геонавигации, использующий данные технологии, выделяется в отдельную категорию и называется опережающей геонавигацией. При бурении приборы направленного азимутального каротажа картируют границы литологических разностей, либо межфлюидальные контакты. Как правило, при выборе этой технологии каротажа, дается гарантия проходки в целевом интервале не менее 90% от общей длины горизонтальной части. Ограничением технологии является обязательное наличие контраста сопротивлений между коллектором и вмещающими породами. Сервисы, предполагающие картирование границ, насчитывают четыре варианта: геонавигация с разверткой сопротивлений, геонавигация с картированием одной или двух границ, геонавигация с многопластовым картированием и геонавигация с картированием резервуара. Перечисленные варианты, в основном, отличаются разрешающей способностью метода и глубиной исследования. Так, например, радиус исследования при применении технологии картирования резервуара достигает 30 метров.

Применение картографов границ снижает риски нежелательного пересечения межфлюидальных контактов и возникновения осложнений в процессе бурения, связанных с выходом из целевого интервала, что обуславливает высокий интерес нефтегазовых компаний по всему миру к сервисам опережающей геонавигации с картированием границ.

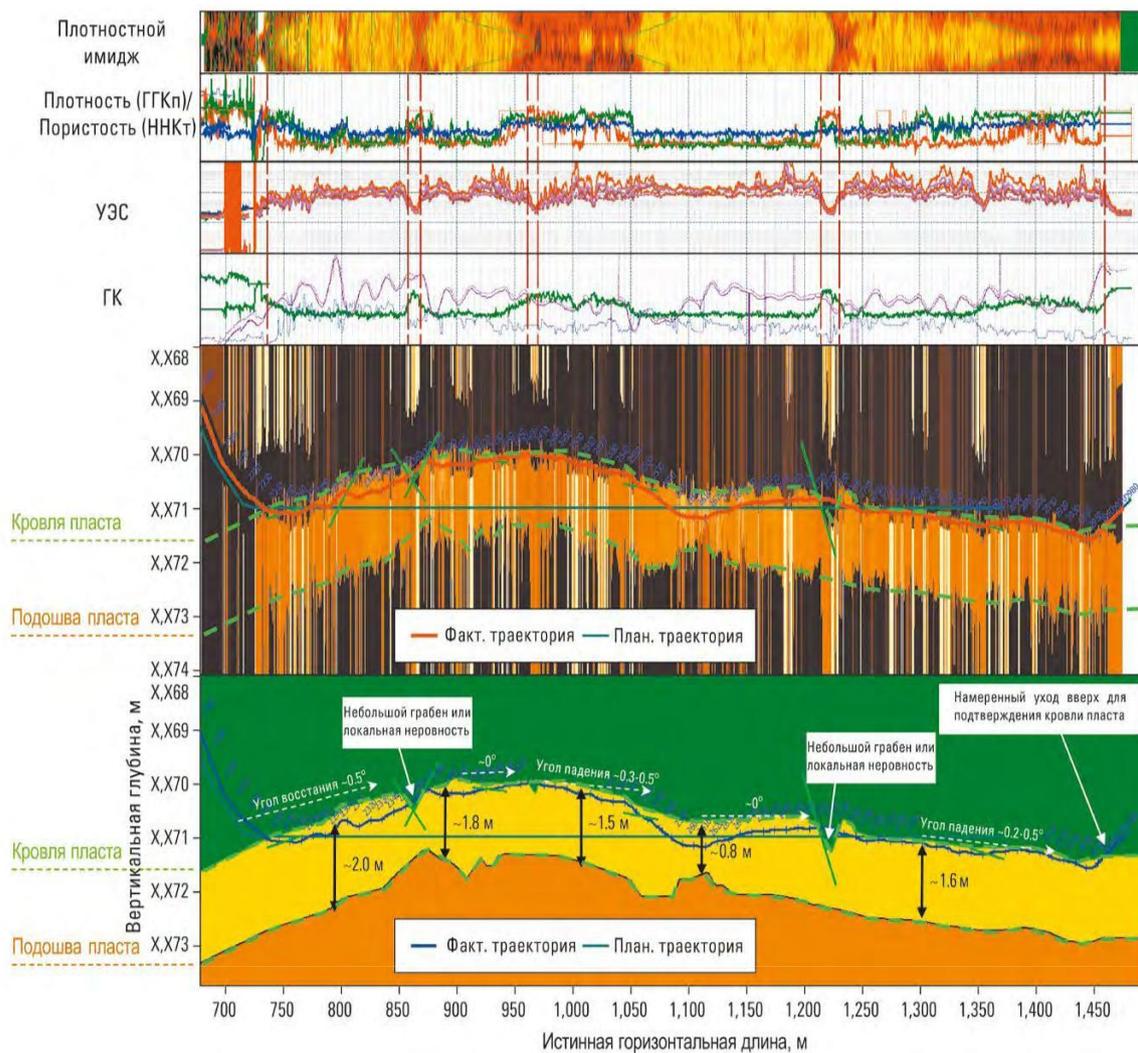


Рисунок 12 – Пример геонавигации с картированием границ

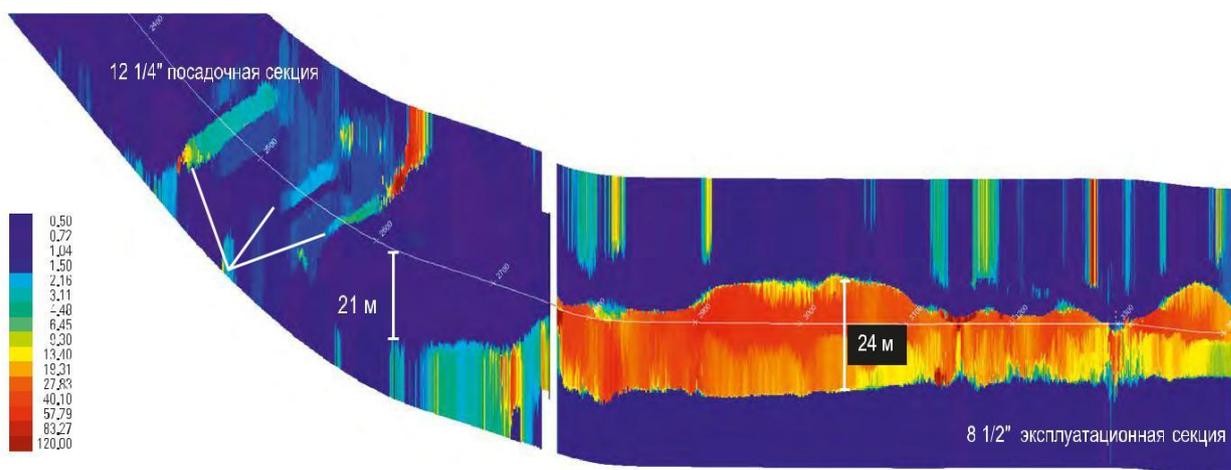


Рисунок 13 – Пример картирования резервуара

6.4. Интерпретация инверсии многопластового картирования

Интерпретация инверсии позволяет в реальном времени выделять контрастные по сопротивлению границы, которые обычно приурочены к литологическим и межфлюидалным контактам. Зная расстояния до таких границ и наблюдая тенденцию поведения структуры, появляется возможность точного определения положения траектории в разрезе, что позволяет Заказчику своевременно принимать решения по ее изменению. Это менее затратный для Заказчика сервис, как правило, выполняющийся параллельно с сервисом геонавигации. Результаты интерпретации выдаются в виде обновляемых каждую свечу слайдов.

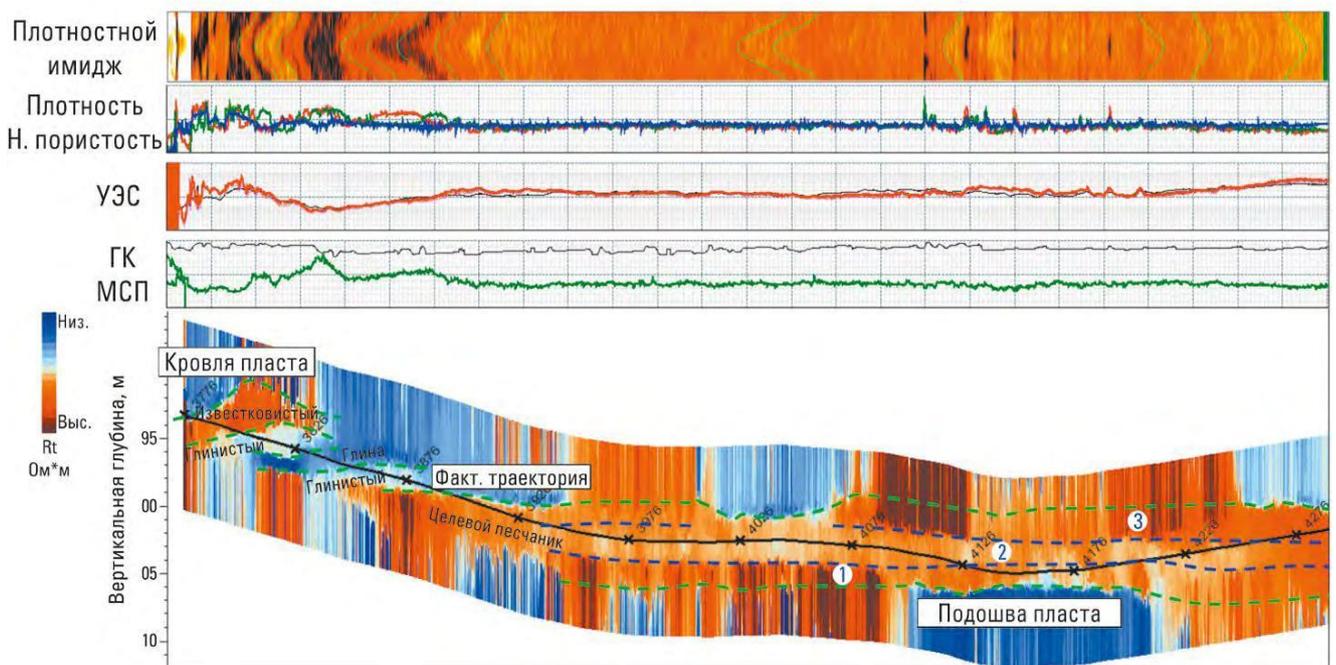


Рисунок 14 – Интерпретация инверсии с картографа высокого разрешения

6.5. Разномасштабная детализированная структурная интерпретация

Разномасштабная детализированная структурная интерпретация – это сервис, интегрирующий различные измерения каротажа во время бурения

(КВБ) для трехмерного моделирования резервуара и использующий компетенции геонавигаторов, скважинных геологов и специалистов других смежных дисциплин, а также новейшие цифровые технологии.

Предоставление сервиса осуществляется после завершения бурения горизонтальной секции, для моделирования используются данные из памяти приборов. Процесс включает в себя загрузку в модель данных замеров и каротажей в определенной системе координат для последующего точного размещения результатов интерпретации, таких как структурные элементы, разломы, поверхности и их скважинные отбивки в трехмерном виде. Далее производится обработка скважинных имиджей с получением структурных углов пластов, разломов и трещин. На следующем этапе выполняются структурный анализ, корреляция по истинным мощностям пластов и анализ пересечения разрывных нарушений. На финальной стадии производится интерпретация глубинных направленных электромагнитных измерений, в ходе которой инженер определяет границы пластов и расстояния от траектории до этих границ. Выделение границ производится с помощью инверсии с прибора GeoSphere, чья глубинность измерений достигает 30 метров. Также моделирование поверхностей возможно путем комбинирования скважинных данных и данных сейсморазведки. Построение собственно модели применимо как к одиночным, так и к группе скважин.

Исчерпывающая геологическая информация помогает оптимизировать решения на любой стадии жизненного цикла скважины. Построенные трехмерные структурные модели преобразуют данные в информацию, которая может быть использована начиная с управления процессом геонавигации и подтверждения успешности проводки скважины, и заканчивая улучшением процесса заканчивания скважин и стратегией развития месторождения.

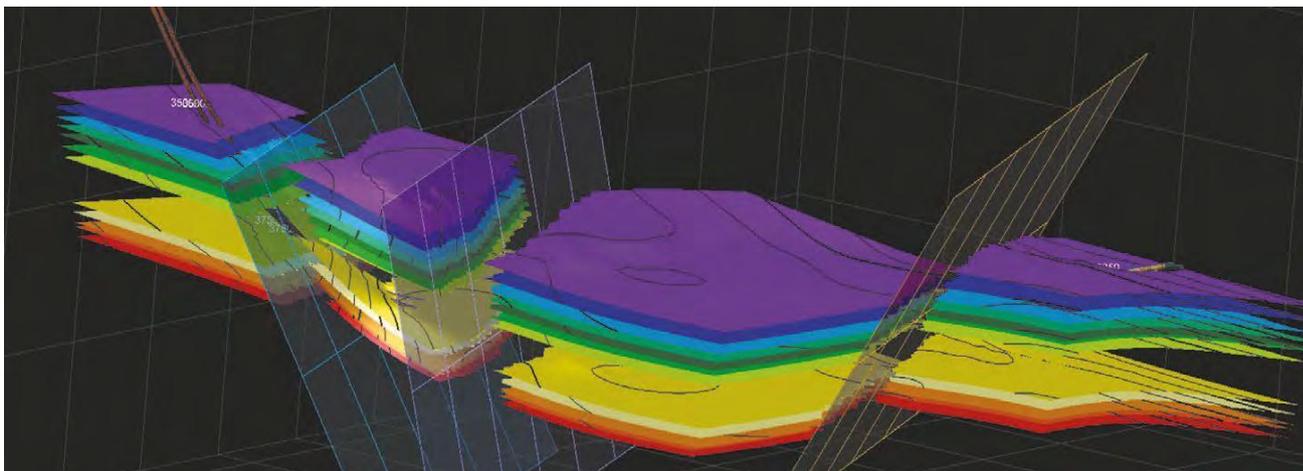


Рисунок 15 – Пример созданного детального 3D сектора модели с выделенными разломами и блочной структурой

6.6. Типизация горных пород по данным углубленного анализа шлама

Сервис применяется в качестве дополнения к стандартному ГТИ для получения количественной информации об элементном и минералогическом составе пород, определения и типизации горных пород по данным шлама как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах. Особую ценность углубленный анализ шлама представляет в случае невозможности использования стандартных методов ГИС по тем или иным причинам (высокий риск потери КНБК, горизонтальные скважины с большим отходом от вертикали, высокие температуры и содержание H_2S и т.д.).

Сервис предоставляет возможность определения литотипов, текстурных и структурных особенностей, а также обстановки осадконакопления вынесенных горных пород, что снижает неопределенности при бурении в сложных геологических условиях. Оценка содержания микроэлементов, содержащихся в незначительных количествах, позволяет уверенно выявлять геологические маркирующие горизонты и границы стратиграфических единиц. Получаемая информация может использоваться для проведения комплексной петрофизической интерпретации совместно с данными ГИС и

последующего распределения свойств при построении геологической модели. Определение общего содержания органического углерода и выявление интервалов с хрупкими горными породами служат важной информацией для планирования размещения и числа стадий ГРП. Наличие дополнительных модулей позволяет проводить типизацию глин на основе спектрального гамма-излучения, определение ФЕС пород на основе данных ЯМР, а также насыщения и типа флюида по данным количественного люминесцентного анализа. Таким образом, появляется возможность быстрого получения измерений (1-14 дней), аналогичных лабораторным исследованиям керна.

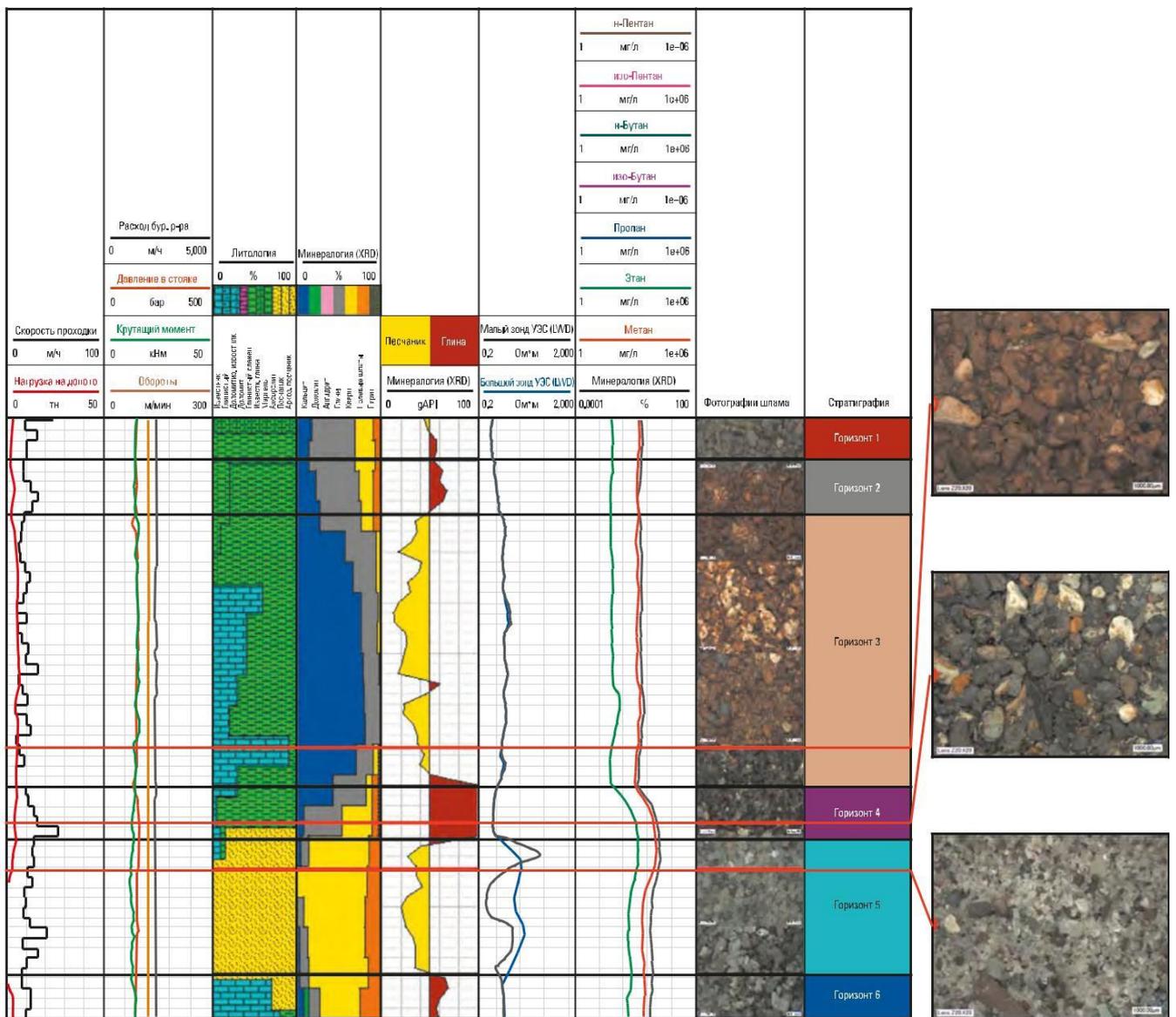


Рисунок 16 – Типизация горных пород, определение текстурных и структурных особенностей

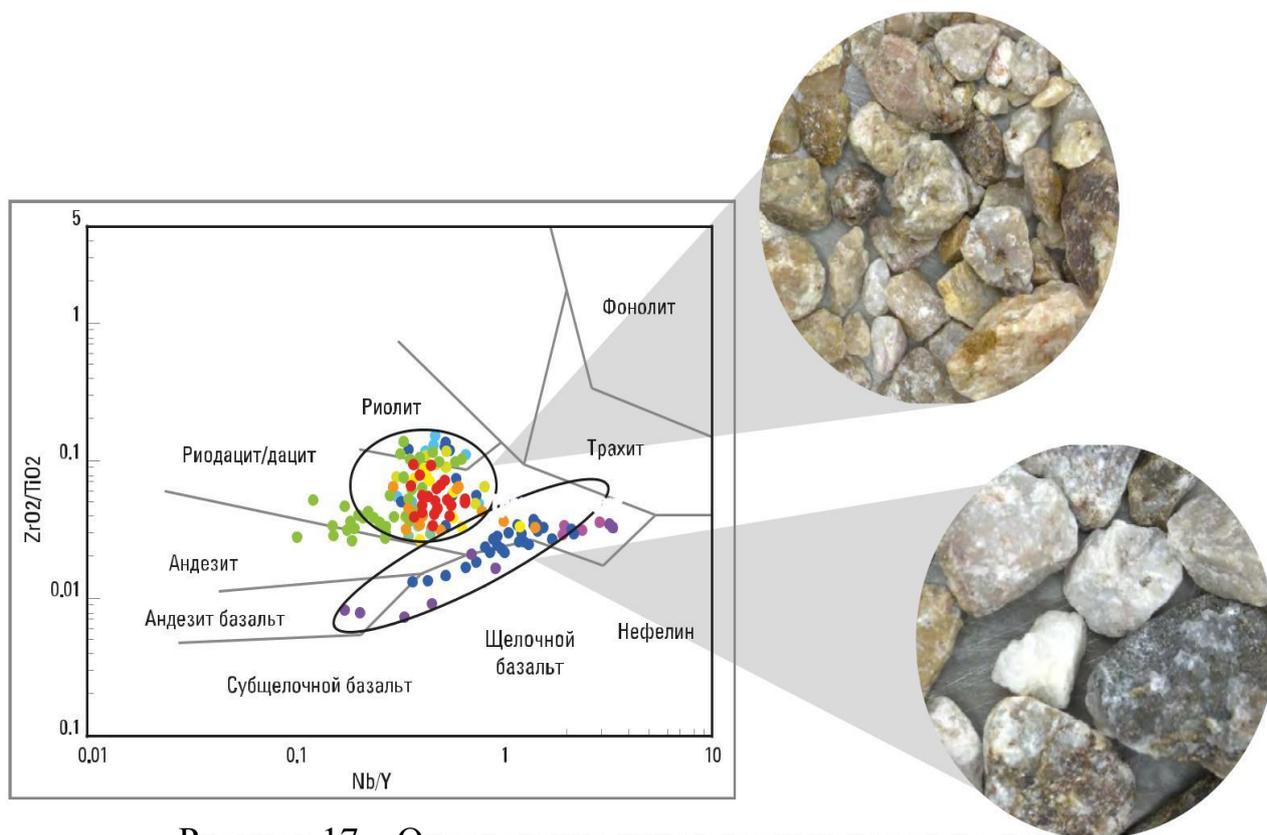


Рисунок 17 – Определение типов горных пород по данным

6.7. Идентификация пластового флюида во время бурения

Сервис FLAIR является передовой технологией в области газового каротажа, выполняющей анализ углеводородов, извлеченных на поверхность. Анализируемые углеводороды извлекаются из бурового раствора с помощью экстрактора пластового флюида, непосредственно подключенного к линии выхода бурового раствора из скважины. Второй экстрактор соединен с приемной емкостью для учета газа, возвращающегося обратно в скважину. Поступающий флюид анализируется с помощью соединенных последовательно газового хроматографа и масс-спектрометра.

FLAIR предоставляет непрерывное по глубине количественное содержание C1-C5 компонент в пластовом флюиде, а также на качественном уровне оценивает содержание более тяжелых C6-C8 компонент, включая легкие ароматические и неуглеводородные соединения. Далее на основе зарегистрированных данных происходит разделение на фации, т. е. интервалы

со схожим композиционным составом, по которым составляется первоначальное представление о характере насыщения.

Получаемые данные, как правило, являются наиболее ранней информацией о характере насыщения, по которой возможно судить о наличии межфлюидальных контактов, градиентов состава (композиционного градиента), вертикальной сообщаемости, присутствии тонких пропластков, насыщенных УВ и зачастую трудно выделяющихся по данным стандартных методов ГИС и т.д. Полученная на раннем этапе информация может использоваться для составления оптимальных программ испытаний с помощью ИПК/ИПТ и заканчивания скважин. В дальнейшем существует возможность калибровки композиционного состава FLAIR с привлечением дополнительных данных (ГИС, ИПК/ИПТ и т. д.) для создания модели, прогнозирующей насыщение в соседних целевых интервалах/будущих скважинах в пределах месторождения лишь по данным FLAIR.

Технология FLAIR также может применяться на месторождениях, находящихся в стадии разработки, поскольку позволяет в ряде случаев снять неопределенности, связанные с характером насыщения по данным ГИС.

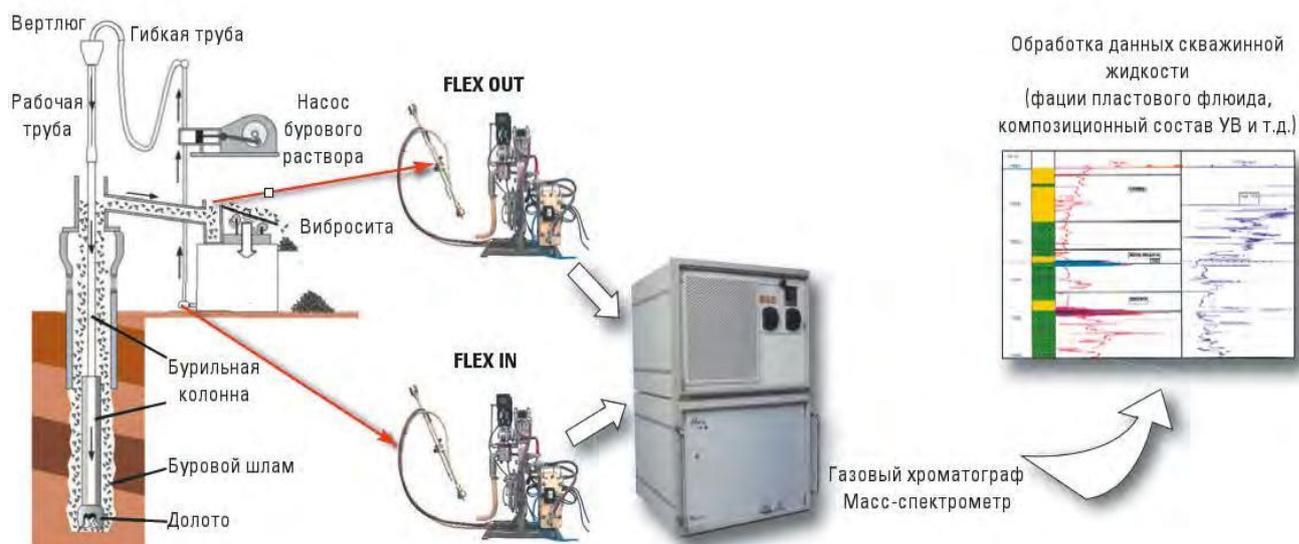


Рисунок 18 – Принцип работы FLAIR

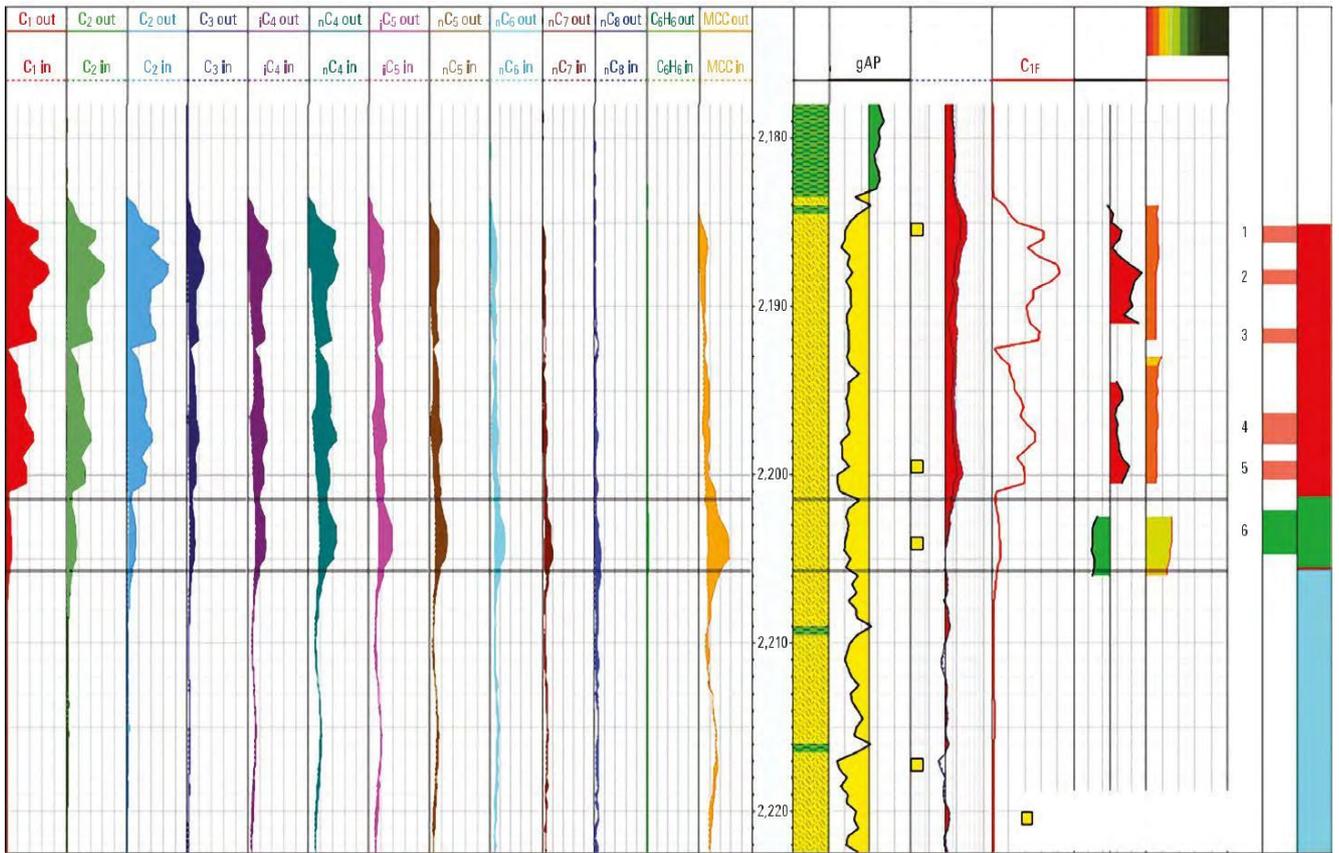


Рисунок 19 – Пример использования технологии FLAIR при бурении поисковой скважины на шельфе Малайзии

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Юсеву Владиславу Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ; ПОСН 81-2-49; СНВ-84; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Обеспечение системы налогообложения, Страховой взнос 30,5% (в том числе страхование от несчастных случаев), НДС 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Оценка стоимости геофизических работ на скважинах
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по геофизическому проекту
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования на проведение геофизических исследований
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Общий расчет сметной стоимости проектируемого комплекса ГИС

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Отсутствует

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В. Н.	К. ф. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Юсев В. В.		

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Лицензионный участок (ЛУ) работ в административном отношении расположен в пределах Ухтинского района Республики Коми.

Согласно геологическому заданию, геофизические работы будут проводиться партией, в зимнем сезоне 2018-2019 г.г. на Ярегском месторождении Республики Коми входящей в состав ООО «НШУ Яреганефть». Офис и база предприятия находятся в п Ярега ул. Шахтинская 3.

7.1 Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

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

Затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от [12]:

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

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту представлены в таблице 1 в главе «Выбор методов и обоснование геофизического комплекса» определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований. В данном случае проектный забой скважины №1003 – 1660 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49) [23].

Проезд от базы ООО «НШУ Яреганефть» до места исследований Ярегского месторождения осуществляется наземным транспортом Урал 6520. Техническое дежурство – 12 ч. Контрольно-интерпретационные работы – 50 % от стоимости полевых работ.

7.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

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

Расчёт затрат времени проводим на основании временно-действующих норм времени, для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат времени приведён в таблице 2).

Таблица 2 - Расчёт затрат времени

Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времен и на объём. мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Стандартный каротаж	м	1000	3	мин/100м	100
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
ПС	м	1000	3	мин/100м	100
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия	м	1000	3.7	мин/100м	100
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
Инклинометрия (тчк через 20 м)	тчк	50	1.8	мин/тчк	200
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	17	мин/опер	17
Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	м	1000	30	мин/100м	100
Вспомогательные работы при акустической цементометрии	опер	1	94	мин/опер	94

Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	м	1000	15	мин/100м	100
Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	57.5	мин/опер	57.5
Профилеметрия	м	1000	3.7	мин/100м	100
Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	49	мин/опер	49
Микрокаротаж	м	1000	8.1	мин/100м	100
Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	39	мин/опер	39
Боковой микрокаротаж (МБК)	м	1000	8.1	мин/100м	100
Вспомогательные работы при МБК	опер	1	39	мин/опер	39
Боковой каротаж (БК)	м	1000	3.3	мин/100м	100
Вспомогательные работы при БК	опер	1	39	мин/опер	39
БКЗ	м	1000	3	мин/100м	100
Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	1000	4.1	мин/100м	100
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времен и на объем. мин.
	Ед. изм	Кол-во			
Акустический каротаж	м	1000	10.8	мин/100м	100
Вспомогательные работы при АК	опер	1	54	мин/опер	54
РК(ГК. НГК, ННК-т) М 1:200	м	2000	30	мин/100м	2000
РК(ГК. НГК) М 1:500	м	1000	10.2	мин/100м	100
Вспомогательные работы при РК	опер	1	87.5	мин/опер	87.5
Резистивиметрия	м	1000	3	мин/100м	100
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200)	м	1000	18	мин/100м	100
Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500)	м	1000	9	мин/100м	100
Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	44.5	мин/опер	44.5
СПК	м	114720	1.18	мин/100м	1353.7
ПЗР	опер	1	112	мин/опер	112
Проезд	км	50	1.9	мин/км (дор. 2 кат.)	95
Тех дежурство	парт-ч	12	60	мин/ парт-ч	720
Итого	На запись диаграммы:				6022
	Всего:				8302.7

Расчёт затрат труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 3) [16].

Таблица 3 – Расчет затрат труда

№	Вид работ	Объём	Затраты труда
---	-----------	-------	---------------

				Рабочие			ИТР		
				Норма времен и по ПОСН 81-2- 49	ед. изм.	Итого времен и на объем. чел-час	Норм а времен и по ПОС Н 81- 2-49	ед. изм.	Итого време ни на объем. чел- час.
		Ед. изм.	Кол- во						
1	Стандартный каротаж	м	4780	0.18	чел- час/100м	8.604	0.12	чел- час/100м	5.76
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	2.34	чел- час/опер	2.34	1.56	чел- час/опер	2.34
3	ПС	м	2790	0.18	чел- час/100м	5.022	0.12	чел- час/100м	3.348
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2.34	чел- час/опер	2.34	1.56	чел- час/опер	2.34
5	Кавернометрия	м	2790	0.22	чел- час/100м	6.138	0.15	чел- час/100м	4.185
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	2790	2.94	чел- час/опер	8202.6	1.96	чел- час/опер	8202.6
7	Инклинометрия (тчк через 50 м)	тчк	140	0.108	чел- час/тчк	15.12	0.072	чел- час/тчк	15.12
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1.02	чел- час/опер	1.02	0.68	чел- час/опер	1.02
9	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	м	5580	5.64	чел- час/100м	314.71 2	3.76	чел- час/100м	209.81
10	Вспомогательные работы при АКЦ	опер	1	3.24	чел- час/опер	3.24	2.16	чел- час/опер	3.24
11	Плотностная цементометрия (ЦМ- 8-12-Ц)	м	800	0.9	чел- час/100м	7.2	0.6	чел- час/100м	4.8
12	Вспомогательные работы при ГТКц	опер	1	3.45	чел- час/опер	3.45	2.3	чел- час/опер	3.45
13	Профилеметрия	м	1990	0.22	чел- час/100м	4.378	0.15	чел- час/100м	2.985
14	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	2.94	чел- час/опер	2.94	1.96	чел- час/опер	2.94
15	Микрокаротаж	м	1990	0.49	чел- час/100м	9.751	0.32	чел- час/100м	6.368
16	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	2.34	чел- час/опер	2.34	1.56	чел- час/опер	2.34
17	Боковой микрокаротаж	м	1990	0.49	чел- час/100м	9.751	0.32	чел- час/100м	6.368
18	Вспомогательные работы при МБК	опер	1	2.34	чел- час/опер	2.34	1.56	чел- час/опер	2.34
19	Боковой каротаж (БК)		1990	0.2	чел- час/100м	3.98	0.13	чел- час/100м	2.587
20	Вспомогательные работы при БК	опер	1	2.34	чел- час/опер	2.34	1.56	чел- час/опер	2.34
21	БКЗ	м	1990	0.18	чел- час/100м	3.582	0.12	чел- час/100м	2.388

22	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	2.34	чел-час/опер	2.34	1.56	чел-час/опер	2.34
23	Индукционный каротаж (ИК)	м	1990	0.25	чел-час/100м	4.975	0.16	чел-час/100м	3.184
24	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2.34	чел-час/опер	2.34	1.56	чел-час/опер	2.34
25	Акустический каротаж (регистрация КТН)	м	1990	0.65	чел-час/100м	12.935	0.43	чел-час/100м	8.557
26	Вспомогательные работы при АК	опер	1	3.24	чел-час/опер	3.24	2.16	чел-час/опер	3.24
27	РК(ГК. НГК, ННК-т) М 1:200	м	3980	1.8	чел-час/100м	71.64	1.2	чел-час/100м	47.76
28	РК (ГК. НГК) М 1:500	м	1990	0.61	чел-час/100м	12.139	0.41	чел-час/100м	8.159
29	Вспомогательные работы при РК	опер	1	5.25	чел-час/опер	5.25	3.5	чел-час/опер	5.25
30	Резистивиметрия	м	1900	0.18	чел-час/100м	3.42	0.12	чел-час/100м	2.28
31	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	2.34	чел-час/опер	2.34	1.56	чел-час/опер	2.34
32	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200)	м	1990	1.08	чел-час/100м	21.492	0.72	чел-час/100м	14.33
33	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500)	м	2790	0.54	чел-час/100м	15.066	0.36	чел-час/100м	10.04
34	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	2.67	чел-час/опер	2.67	1.78	чел-час/опер	2.67
35	СПК	м	1147 20	0.07	чел-час/100м	80.304	0.05	чел-час/100м	57.36
36	ПЗР	опер	1	6.72	чел-час/опер	6.72	4.48	чел-час/опер	6.72
37	Проезд	км	50	0.114	чел-час/км	5.7	0.076	чел-час/км	3.8
38	Тех дежурство	парт-ч	12	3.6	чел-час/ парт-ч	43.2	2.4	чел-час/ парт-ч	43.2
На запись диаграм: чел-час.						8773.035		8601.135	
Всего: чел-час.						8908.959		8712.215	

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 17374.17 чел-час. Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 17621.174чел-час.

Расчет производительности труда, количества партий. Проектное время бурения одной скважины 75 суток. Следовательно, затраты времени для партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны 36000 мин (600 ч). Расчет производительности труда, геофизической партии, продолжительности выполнения работ:

$$N = \frac{Q}{P_{мес} \times T}, \quad (1)$$

где Q – объем работ;

$P_{мес}$ – производительность труда за месяц;

T – время выполнения.

Расчет производительности труда за месяц находится в прямой зависимости от рассчитанных затрат времени. Для расчета используются формулы:

$$P_{мес} = P_c \times C, \quad (2)$$

где P_c – производительность труда за сутки;

C – количество суток в месяце.

Расчёт производительности труда, комплексной геофизической партии, проведем по данным подсчитанным по нормам из таблицы 1-073 справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49). Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{мес}=240$ ч, $T = 600/8 = 75$ дней = 2,5 месяца, а $N=1$. Учитывая, что работы будут проводиться вахтовым методом, а продолжительность вахты один месяц, то для проведения геофизических работ на одной скважине потребуется две партии.

Расчет затрат труда и квалификационный состав партии. Данный расчет выполняется по справочнику СНВ-84, берется типовой состав, который корректируется в соответствии с условием и опытом работ, итогом является квалификационный состав каротажной партии. $K_p = 1,3$; северный коэффициент – 50%.

Для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине, зарплата составит 289 934 рублей (таблица 4).

Таблица 4 – Зарплата промыслово-геофизической партии

Статьи зарплат	Оклад	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф-нтов	Премия	Итого (+премия) руб. (за 1 мес.)
					%	
Начальник партии	50500	1.3	1.5	103050	70	51 382.5
Геофизик	40000	1.5	1.5	90500	70	45 900
Каротажник	30000	1.3	1.5	76000	70	36 465
Машинист подъемника каротажной станции	25000	1.3	1.5	69000	70	33 150
ИТОГО основная зарплата				98175		166 898
Дополнительная зарплата (7,9%)						13 185
Итого заработной платы						180 083
Отчисления на социальные страхования						65 029

(30,5% в том числе страхование от несчастных случаев)						
Материалы (5%)						9 004
Услуги (15%)						27 013
Транспорт (6 %)						10 805
ИТОГО						549 284

Таблица 5 - Поэтапный план

Дата		Виды работ	Результаты работ
Начало	Конец		
23. 10. 18.	27. 10. 18.	Проектно-сметные работы	Создание проекта
28. 10. 18.	25. 11. 18.	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
27. 12. 18.	31. 12. 18.	Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
01. 01. 19.	16. 03. 19.	Полевые работы	Получение геофизических данных
03. 03. 19.	16. 03. 19.	Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
16. 03. 19.	21. 03. 19.	Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
16. 03. 19.	18. 03. 19.	Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
19. 03. 19.	24. 03. 19.	Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

7.3 Смета расходов на проектируемые работы

Таблица 6 - Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм.усл.	
1	Стандартный каротаж	м	4780	22.6	руб/100 м	972.252	3.4	1.3	4297.356
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240.87	руб/опер	216.783	3.4	1.3	958.185
3	ПС	м	2790	22.6	руб/100 м	567.486	3.4	1.3	2508.291
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240.87	руб/опер	216.783	3.4	1.3	958.185
5	Кавернометрия	м	2790	22.91	руб/100 м	575.2701	3.4	1.3	2542.698
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	2790	247.19	руб/опер	222.471	3.4	1.3	983.322
7	Инклинометрия (тчк через 20 м)	тчк	140	5.24	р/тчк	660.24	3.4	1.3	2918.259
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64.17	руб/опер	57.753	3.4	1.3	255.267
9	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	м	5580	72.14	руб/100 м	3622.8708	3.4	1.3	16013.088
10	Вспомогательные работы при АКЦ	опер	1	293.9	руб/опер	264.51	3.4	1.3	1169.136
11	Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	м	800	113.99	руб/100 м	820.728	3.4	1.3	3627.621

12	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	о п е р	1	351.46	руб/опер	316.314	3.4	1.3	1398.105
13	Профилеметрия	м	1990	22.91	руб/100 м	410.3181	3.4	1.3	1813.608
14	Вспомогательные работы при профилеметрии	о п е р	1	247.19	руб/опер	222.471	3.4	1.3	983.322
15	Микрокаротаж	м	1990	53.77	руб/100 м	963.0207	3.4	1.3	4256.55
16	Вспомогательные работы при микрокаротаже	о п е р	1	213.62	руб/опер	192.258	3.4	1.3	849.78
17	Боковой микрокаротаж	м	1990	53.77	руб/100 м	963.0207	3.4	1.3	4256.55
18	Вспомогательные работы при МБК	о п е р	1	213.62	руб/опер	192.258	3.4	1.3	849.78
19	Боковой каротаж (БК)	м	1990	24.83	руб/100 м	444.7053	3.4	1.3	1965.6
20	Вспомогательные работы при БК	о п е р	1	240.87	руб/опер	216.783	3.4	1.3	958.185
21	БКЗ	м	1990	22.6	руб/100 м	404.766	3.4	1.3	1789.065
22	Вспомогательные работы при БКЗ	о п е р	1	240.87	руб/опер	216.783	3.4	1.3	958.185
23	Индукционный каротаж (ИК)	м	1990	27.53	руб/100 м	493.0623	3.4	1.3	2179.332
24	Вспомогательные работы при ИК	о п е р	1	295.4	руб/опер	265.86	3.4	1.3	1175.103
25	Акустический каротаж (регистрация КТН)	м	1990	72.14	руб/100 м	1292.027 4	3.4	1.3	5710.761
26	Вспомогательные работы при АК	о п е р	1	293.9	руб/опер	264.51	3.4	1.3	1169.136
27	РК(ГК. НГК, ННК-т) М 1:200	м	3980	170.97	руб/100 м	6124.145 4	3.4	1.3	27068.724
28	РК(ГК. НГК) М 1:500	м	1990	113.99	руб/100 м	2041.560 9	3.4	1.3	9023.697
29	Вспомогательные работы при РК	о п е р	1	351.46	руб/опер	316.314	3.4	1.3	1398.105
30	Резистивиметрия	м	1900	22.6	руб/100 м	386.46	3.4	1.3	1708.155
31	Вспомогательные работы при резистивиметрии	о п е р	1	240.87	руб/опер	216.783	3.4	1.3	958.185
32	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200)	м	1990	170.97	руб/100 м	3062.072 7	3.4	1.3	13534.362
33	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500)	м	2790	113.99	руб/100 м	2862.288 9	3.4	1.3	12651.318
34	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	о п е р	1	351.46	руб/опер	316.314	3.4	1.3	1398.105
35	СПК	м	11472 0	7.34	руб/100 м	7578.403 2	3.4	1.75	45091.503
36	ПЗР (на базе и на скважине)	о п е р	1	573.35	руб/опер	516.015	2.94	1.15	1744.65
37	Тех дежурство	П а р т	12	257.7	р/парт-ч	2783.16	2.28	1.15	7297.443
38	Итого:								188418.72

На основе вышеперечисленных расчетов определили общую сумму затрат на проведение комплексной геофизических исследований на одну скважину – 188 418,72 рублей. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 50% стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 94 209 рублей. В таблице 7 представлена конечная стоимость работ.

Таблица 7 – конечная стоимость геофизических работ

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, руб.
1	2	3
1	Итого работы в скважине	188 419,72
2	Камеральные работы (50% от полевых работ)	94 209
3	Транспортировка грузов и персонала, 20%	42 140
4	ИТОГО основных расходов	282 628
5	Накладные расходы (20%)	56 526
6	ИТОГО	339 154
7	Плановые накопления (20%)	67 830
8	Резерв на непредвиденные расходы (3%)	96 674
9	В целом по расчету	503 658
10	НДС, 18%	90 658
11	ВСЕГО по объекту	594 316

Стоимость геофизических исследований, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 594 316 рубля.

Геофизические исследования скважин позволяет выявить литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов в пласте АВ₁¹⁻², оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, также определение технического состояния скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Юсеву Владиславу Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)

Тема ВКР:

Геофизических исследований скважин в процессе бурения на Ярегском нефте-титановом месторождении (Республика Коми)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является разведочная скважина на Ярегском нефте-титановом месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.004-91
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Среди вредных факторов были выявлены следующие: <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе;

	<ul style="list-style-type: none"> – тяжесть и напряженность физического труда; – Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; – Превышение уровня ионизирующих излучений; – отсутствие или недостаток естественного света; – Недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>Среди опасных факторов были выявлены следующие факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность:	<p>Анализ негативных воздействий, такими являются: загрязнение почвы нефтепродуктами; повреждение почвенного слоя; загрязнение производственными водами; выбросы вредных веществ; распугивание представителей животного мира, случайное уничтожение.</p> <p>Мероприятия по защите почвы от загрязнения и выброса вредных веществ в атмосферу.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Наиболее вероятные ЧС это выброс нефти и пожары.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоенко Елена Владимировна	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Юсев Владислав Владимирович		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1 Введение

В рамках проекта предусмотрено выполнение комплекса геофизических работ с целью проектирования комплекса геофизических исследований в скважине № 100 на Ярегском нефте-титановом месторождении.

Область применения – уточнение положения водонефтяного контакта для пласта ЮС₁ в этой части залежи и возможного прироста запасов по категории С₂.

Данные исследования помогут улучшить проводку траектории направленных скважин с целью повышения эффективности добычи нефти на предприятия ООО «НШУ Яреганефть»

8.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.2.1 Специальные нормы трудового законодательства

Согласно трудовому кодексу работникам гарантируется защита их права на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда. Условия труда, предусмотренные трудовым договором, должны соответствовать требованиям охраны труда.

Буровые и исследовательские работы будут выполняться в соответствии с требованиями “Правил безопасности при геологоразведочных работах”, Инструкции по соблюдению мер пожарной безопасности при производстве геологоразведочных работ: «Инструкций по охране труда» по видам работ и профессиям и других регламентирующих документов по безопасному ведению работ.

Все вновь поступившие работники проходят вводный инструктаж и рабочие – первичный инструктаж на рабочем месте и повторный не реже одного раза в полгода. До начала полевых работ инженерно-технические работники и рабочие проходят обучение и проверку знаний по охране труда и

безопасным приемам работы в пределах знаний должностных инструкций, оказанию доврачебной помощи в соответствии с требованиями закона «Об охране труда» и трудового законодательства с оформлением протоколом и выдачей удостоверений. Все работники предприятия проходят обязательный предварительный медицинский осмотр перед приемом на работу и периодические медицинские осмотры согласно Приказу Минздравсоцразвития РФ №302н от 12.04.2011г.

При проведении работ весь персонал должен следовать требованиям по охране труда и промышленной безопасности, которые предусмотрены в ПБ 08-37-2005.

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации, работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха.

Геофизическое оборудование и аппаратура на объекте работ должны размещаться в соответствии со схемами (планами), предусмотренными проектной документацией. На схемах должны быть указаны: взаимное расположение единиц оборудования и пути их перемещений; расположение коммуникаций и линий связи между единицами оборудования; расположение опасных зон, зон обслуживания и путей перехода персонала. При остановке на месте работы транспортных средств, на которых смонтировано геофизическое оборудование, следует предпринимать дополнительные меры по предотвращению их смещения, если работа оборудования может вызвать смещение транспортных средств [6].

8.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах с целью определения коллекторских

свойств на Ярегском нефте-титановом месторождении (Республика Коми) должны производиться в присутствии представителя «Заказчика» под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика)

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного

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

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при:

а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч);

б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах);

в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место [7].

8.3 Производственная безопасность

Проектируемые работы предусматривается проводить в полном

соответствии с Правилами безопасности при геологоразведочных работах ПБ[08-37-2005].

Для целостного представления обо всех выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте и связи их с запроектированными видами работ составлена обобщающая таблица 8. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проведена с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, утвержденным в октябре 1978 г., переиздание сентябрь 1999 г.)» [8].

Таблица 8 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проведении геофизических исследований скважин

Факторы (ГОСТ 12.0.003.-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1	2	3	4
1. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	+	-	ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.030-81
2. Тяжесть и напряженность физического труда	+	-	ГОСТ 12.1.038-82
3. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми	+	-	ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.005-88
4. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	-	ГОСТ 12.1.003-2014
5. Превышение уровней шума и вибрации	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81
6. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	ГОСТ 12.4.125-83
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.004-91
8. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ОСПО РБ – 99 СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95 СНиП 21-01-97
9. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 РД 153-39.0-072-01 Р 2.2.2006-05 ГОСТ 12.1.008-76

8.3.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Проведение полевых работ на Ярегском месторождении запланировано в зимнее время. Климатические условия в районе проведения работ можно

охарактеризовать как суровые, до минус 50 °С зимой, большое количество осадков.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В соответствии со статьей 109 ТК РФ [46] о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре минус 29°С с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре минус 35°С без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева [26]. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре минус 39°С с ветром силою не более 3 баллов без ветра минус 40°С работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время пурги, буранов и при сильных морозах.

Тяжесть и напряженность физического труда. Согласно Р 2.2.2006-05 [23] класс условий труда оценен как «вредный». Работы, предусматриваемые данным проектом, будут выполняться полевой каротажной партией, состоящей из четырех человек. Специфика ГИС в том, что производственный процесс каротажа - процесс непрерывный, длительный и утомительный. Условия труда, в данном случае, отличаются высокой сенсорной, монотонной и эмоциональной нагрузкой.

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми
Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия.

Для предотвращения укусов клещей все работники партии будут обеспечены энцефалитными костюмами, индивидуальными медицинскими пакетами и средствами защиты (специальные мази, кремы, лосьоны, репелленты, спреи) (ГОСТ 12.1.008-76 [10]).

Превышение уровня ионизирующих излучений. При исследовании

скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) применяемые в радиоактивных методах, в данном комплексе методов используется прибор, комбинированный радиоактивного каротажа СРК - 01. Источниками излучения служат плутоний – бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от гамма-излучения и нейтронного излучения. Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия радиоактивных веществ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (таблица 9).

Таблица 9 - Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения

Нормируемые документы	Пределы доз, мЗв	
	Персонал (группа А)	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза	150	15 мЗв
Коже	500	50 Зв
Кистях и сапогах	500	50000 Зв

Для защиты от гамма-излучения применяют свинец. Дозу гамма излучений за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчета показаний радиометров, отградуированных в единицах мощности дозы (мкР/ч). В любом случае мощность поглощенной дозы для каждого работника не должна превышать 5 бэр/г (0.02 Зв).

Для защиты от нейтронного излучения используют материалы, содержащие водород (вода, парафин) с добавками бора. Дозу нейтронного излучения определяют пересчетом мощности доз, отсчитанных по показаниям радиометра, снабжённого датчиком тепловых или быстрых нейтронов, путём

пересчёта. Ни в коем случае нельзя касаться и брать капсулу с источником ионизирующего излучения руками.

Превышение уровней шума и вибрации. Шум при проведении геофизических работ создаётся работающим оборудованием: буровыми установками (СКБ-4), машинами Урал и т. д. В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда и оказывает вредное воздействие на организм человека. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [14]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня ГОСТ (12.1.003–2014)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	3	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие в производственных помещениях	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией: виброизоляция оборудования буровой установки; звукоизоляция кожухами механизмов буровой установки; использование звукопоглощающих материалов в рабочих помещениях; использование средств индивидуальной защиты (беруши, шлем) [11].

Недостаточная освещенность. При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Нормы искусственного освещения [СП 52.13330.2011]

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

Световая отдача источников света для общего искусственного освещения помещений при минимально допустимых индексах цветопередачи не должна быть меньше значений, приведенных в таблице 12.

Таблица 12 - Норма значений при минимально допустимых индексах цветопередачи

Тип источника света	Световая отдача, лм/Вт, не менее, при минимально допустимых индексах цветопередачи			
	$R_a \geq 80$	$R_a \geq 60$	$R_a \geq 45$	$R_a \geq 25$
Люминесцентные лампы	65	75	-	-
Компактные люминесцентные лампы	70	-	-	-
Металлогалогенные лампы	75	90	-	-
Дуговые ртутные лампы	-	-	55	-
Натриевые лампы высокого давления	-	75	-	100

Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон.

8.3.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. При проведении полевых работ несут опасность поражения электрическим током токоведущие элементы каротажной станции (подъемник, лаборатория и скважинные приборы).

Причинами поражения электрическим током могут послужить:

повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением). Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. При работе с электрооборудованием нужно соблюдать электробезопасность [12].

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [8].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Возникает на всех этапах полевых геофизических работ по исследований скважин с целью определения коллекторских свойств верхнеюрского горизонта на Ярегском нефте-титановом месторождении (Республика Коми), но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

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

8.4 Экологическая безопасность

Меры по охране атмосферного воздуха. Основные правила установления границ санитарно-защитной зоны (СЗЗ) сформулированы в СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 “Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов”. Размер СЗЗ

определяется классом предприятия по приведенной санитарной классификации. Территория санитарно-защитной зоны обеспечивает:

- снижение уровня воздействия до требуемых гигиенических нормативов по всем факторам воздействия за ее пределами;
- создание санитарно-защитного и эстетического барьера между территорией предприятия и территорией жилой застройки;
- организацию дополнительных озелененных площадей, обеспечивающих экранирование, ассимиляцию и фильтрацию загрязнителей атмосферного воздуха и повышение комфортности микроклимата.

Меры по охране поверхностных и подземных вод. В целях снижения воздействия на водные объекты при строительстве и эксплуатации нового опытно-промышленного производства должно быть предусмотрено:

- размещение объекта вне водоохранных зон поверхностных водных объектов;
- использование подъездных дорог к площадкам для транспортировки техники и строительного материала;
- сокращение водопотребления в технологических процессах, за счет фильтрации воды и повторного ее использования.

Мероприятия по охране земель, почвенно-растительного покрова. Для снижения негативного воздействия на земли в период строительства и эксплуатации ОПП должны быть предусмотрены следующие решения:

- комплексом мер по охране плодородного слоя почвы при его снятии, транспортировке и хранении;
- комплексом противоэрозионных мер;
- соблюдение режима водоохранных зон.
- проведение технической и биологической рекультивации.

Охрана растительного мира.

Основным источником загрязнения растительного покрова являются аварийные разливы нефти, нефтепродуктов и пластовой воды, которые

вызывают снижение кислородного питания почвы, уничтожение биомассы, ухудшение водно-воздушного питания корневых систем, засолению почвы.

Охрана животного мира. Основными факторами, влияющими на среду обитания и численность животного мира являются:

1. Механическое воздействие – это изъятие земель (рытье траншей), нарушение почвенного покрова и гибель животных на строительной площадке.

2. Химическое воздействие – это загрязнение почвы, поверхностных и грунтовых вод различными загрязнителями (ГСМ, хоз.бытовые стоки, ТБО, строительный мусор, аварийные сливы жидкого хлора).

3. Физическое воздействие – это электромагнитные излучения от линий электропередач и трансформаторных подстанций, от ярких источников света (прожекторы и мощные лампы освещения в ночное время) и повышение шумового фона.

Перечисленные факторы воздействия влияют каждый по-своему на различные группы животных и имеют различные последствия воздействия.

Последствиями для животного мира от воздействия этих факторов являются:

- трансформация среды обитания в результате отчуждения и нарушения площадей, где ведется строительство;
- изменение кормовой базы;
- сенсорное беспокойство;
- ограничение перемещения животных;
- облегчение доступа к животным (охота, рыболовство);
- гибель животных от химического загрязнения и при столкновении с транспортом.

Мероприятия по охране растительного и животного мира. К мероприятиям относятся:

- движение транспортных средств строго по существующим и подъездным автодорогам;
- запрещение сброса загрязняющих веществ, неочищенных стоков на рельеф и в водоемы;
- запрещение содержания на территории месторождения домашних животных (собак);
- освещение площадок и сооружений;
- уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства ОПП;

Управление отходами.

В соответствии с законом РФ «Об охране окружающей природной среды», законом «Об отходах производства и потребления», стандартом ОАО «ЛУКОЙЛ»- система управления отходами, для предотвращения вредного воздействия отходов на окружающую природную среду необходим их сбор и утилизация.

Контроль за разработкой необходим не только для определения изменяющихся условий извлечения нефти, особенностей вытеснения и принятия своевременных мер по корректировке основных технологических решений, но и для наблюдения за состоянием недр, затронутых промышленной эксплуатацией.

Согласно «Временного положения о горно-экологическом мониторинге» (М., 1997г.), основными функциями горно-экологического мониторинга при разработке и эксплуатации месторождения являются:

- наблюдения за загрязнением природной среды (атмосферы, поверхностные и подземные воды, грунты) при пользовании недрами;
- наблюдения за опасными экзогенными процессами;
- учет выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду;
- учет нарушенных и рекультивированных земель.

Период наблюдений должен охватывать все стадии освоения месторождения (фоновое – до начала работ, в период эксплуатации). При этом наблюдения должны проводиться на специально выбранных контрольных площадках/точках (определение загрязнений атмосферы, почво-грунтов, растительности), расположенных вблизи ОПШ, а также на специально выбранной удаленной фоновой площадке/точке. Назначение фоновой площадки/точки – сравнение полученных на ней результатов анализов с данными анализа проб, отобранных на контрольных площадках/точках.

Наличие загрязнений в почво-грунтах определяется по анализам водных вытяжек (нефтепродукты, хлориды, сульфаты, карбонаты, фосфаты, тяжелые металлы) и атомно-сорбционному составу элементов с целью определения степени продуктивности или деградации почв на участках, где отобраны пробы. Пробы почво-грунтов на анализ отбираются в летний период, но одна проба обязательно отбирается сразу после схода снежного покрова.

При проведении мониторинга следует придерживаться следующих правил:

- единовременность проведения замеров и отбора проб в скважинах;
- соблюдение единой методики определения загрязняющих веществ.

В процессе ведения мониторинга будут накапливаться данные, которые позволят дать характеристику современного состояния компонентов окружающей среды, установить динамику изменения условий, оценить эффективность проводимых мероприятий по компонентам окружающей среды и в случае необходимости применения и проведение дополнительных мер и мероприятий.

8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе выполнения работ возможны следующие чрезвычайные ситуации – разливы нефти и нефтепродуктов, пожар.

Нефтепромысловые объекты являются потенциально опасными объектами, эксплуатация которых всегда сопряжена с риском аварийных ситуаций, из которых наиболее тяжелыми, с точки зрения наносимого ущерба, являются аварии, связанные с выходом нефти на поверхность земли.

Планы предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов регионального значения разрабатываются по согласованию с органами исполнительной власти соответствующих субъектов РФ, территориальными органами Федерального горного и промышленного надзора России, МЧС, МПР, Минсельхоза и утверждаются Минэнерго РФ и МЧС РФ.

В плане предупреждения аварий должно быть:

- прогнозирование возможных разливов нефти, опасных химических веществ, используемых в технологических операциях;
- график контроля технологических параметров процесса переработки титаносодержащей руды, до получения товарного титанового коагулянта и нефти;
- график осмотра основных производственных блоков/участков;
- график контроля состояния оборудования;
- состав и дислокация сил и средств;
- организация управления работами, связи и оповещения.

Аварии могут быть вызваны ошибками проектирования, техническими ошибками персонала, отсутствием надлежащего оперативного контроля за процессом переработки.

Меры по уменьшению риска возникновения аварийной ситуации. Снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций достигается:

- созданием на площадке ОПП необходимого запаса оборудования и сорбирующих материалов для скорейшей ликвидации аварийных разливов;
- установкой противопожарных средств;
- установкой на рабочем оборудовании предохранительных клапанов, огнепреградителей, противопожарной и противоаварийной сигнализации;
- наличием планов ликвидации возможных аварийных ситуаций с указанием мер оповещения об авариях, методах ликвидации, перечнем применяемых средств, графиком проведения тренировок;
- планово-предупредительными ремонтами;
- набором индивидуальных защитных средств и пожарного инвентаря;
- организацией механизированной противоаварийной службы (подразделения), оснащенной необходимым запасом технических средств и ресурсов для быстрой ликвидации аварий;
- выбором аппаратов, труб, деталей с учетом климатических условий;
- оснащением технологического оборудования блокирующими устройствами, которые не допускают работу при отклонениях рабочих параметров от нормы;
- применением системы дренажа для сбора возможных утечек;
- антикоррозионной изоляцией трубопровода, оборудования.

8.6 Заключение по разделу

В процессе выполнения работ рассмотрена техника безопасности при проведении геофизических работ, мероприятия по охране окружающей среды и действий при чрезвычайной ситуации при выполнении комплекса геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств на Ярегском нефте-титановом месторождении (Республика Коми).

Очень важно выполнять все правила и нормы, это отразится на качестве работы, на состоянии работников, работоспособности, окружающей среде, в случае нарушений могут быть серьезные проблемы, как минимум заказчик может понести материальные затраты, а что еще хуже могут быть потери жизней

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте, опираясь на анализ ранее проведенных геолого-геофизических работ, были рассмотрены геологическое строение, стратиграфия, тектоника нефтеносность Ярегского месторождения.

Был выбран геофизический комплекс, который позволит решить поставленные доразведкой задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение пластов-коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- 5) Определение нефте- и газонасыщенности коллекторов;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. – Учебник для вузов. Изд. 2-е., перераб. – Стереотипное издание. Перепечатка с издания 1984 г. – М.: Альянс, 2015. – 432 с.
2. Комплексирование геофизических методов при решении геологических задач/ Под ред. В.Е. Никитского, В.В. Бродового. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
3. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие/А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета; 2012 – 116 с.
4. Смирнова Ю.В. Лекции по дисциплине [Электронный ресурс]: краткий конспект лекций// Вест. РФФИ. 1997. №2. URL.:<http://hdl.handle.net/123456789/1523>.

Нормативная литература:

5. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах»
6. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы, выпуск 10. Транспортное обслуживание геологоразведочных работ. М. 1992. 73с.
7. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
8. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

10. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
11. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
12. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
13. ГОСТ 17.2.1.03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.
14. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения
15. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
16. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
17. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
18. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
19. СНиП 1.02.01-85 Охрана окружающей среды.