

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

Тема работы
<b>Геофизические исследования скважин для выделения и оценки коллекторских свойств продуктивных пластов на Вынгояхском нефтегазовом месторождении (Тюменская область)</b>

УДК 553.98:552.578.2.061.4:550.832-047.74(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Ростовцев Александр Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	К.Г.-М.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	К.Г.-М.Н		

### 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
Доцент	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2019 г.

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.05.03. «Технология геологической разведки»

Отделение школы (НОЦ): Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (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	Ростовцеву Александру Александровичу

Тема работы:

Геофизические исследования скважин для выделения и оценки коллекторских свойств продуктивных пластов на Вынгояхском нефтегазовом месторождении (Тюменская область).

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 1330/с от 20.02.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

11.06.2019 года

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Материалы по Вынгайхинскому месторождению предоставлены на месте прохождения преддипломной производственной практике «Petroleum Learning Centre». Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового центра.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1) Рассмотреть географо-экономический очерк района работ, геолого-геофизическую изученность, геологическое строение месторождения, физические свойства пород, и сделать анализ работ прошлых лет;</p> <p>2) Выбрать участок работ, проанализировать каротажные диаграммы и построить ФГМ объекта. Запроектировать комплекс геофизических исследований скважин с целью литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, определения характера насыщения, положения контактов между пластовыми флюидами и ФЕС коллекторов.</p> <p>3) Сделать анализ опасных и вредных факторов при проведении исследований на месторождении, а также рассмотреть экологическую безопасность и безопасность в ЧС персонала.</p> <p>4) Посчитать смету расходов на проектируемые работы.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта;</li> <li>2. Стратиграфическая колонка;</li> <li>3. Тектоническая карта;</li> <li>4. Данные ГИС в нефтяных горизонтах</li> <li>5. Физико-геологическая модель</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурс эффективность, ресурсосбережение.	Фадеева В.Н.
Социальная ответственность.	Белоенко Е.В.
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Реферат</p>	
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	к.г. —м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Ростовцев Александр Александрович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 с., 18 рис., 7 табл., 7 источников

Ключевые слова: коллекторские свойства, геофизические методы исследования скважин (ГИС), комплекс ГИС, Вынгаяхинское месторождение нефти и газа.

Объектом исследования является месторождение Вынгаяхинское.

Цель работы – проектирование комплекса геофизических методов исследования скважин с целью изучения пластов-коллекторов Вынгаяхинского месторождения. В процессе исследования проводились сбор и анализ геофизических материалов для обоснования оптимального комплекса. В результате исследования предложен комплекс ГИС для выявления и исследования нефтенасыщенных коллекторов. Область применения: предназначенный комплекс ГИС может применяться на любых месторождениях нефти с терригенно-поровым типом коллекторов.

Экономическая значимость работы определяется необходимостью исследований для подсчетов запасов.

## ESSAY

Final qualifying work 90 pp., 18 fig. 7 Table. 7 sources

Keywords: reservoir properties, geophysical methods for wells (GIS)

GIS complex Vynghayakhinskoye oil and gas fields. The object of this study is to deposit Vynghayakhinskoye. The purpose of the work - design of geophysical methods for wells to examine plastov- collectors Vynghayakhinskoye deposit (Yamalo-Nenets

District). The study carried out collection and analysis of geophysical data to Support the optimum combination. The study proposed a set of GIS for the detection and investigation of oil-saturated reservoir.

Scope: intended complex GIS can be used on any oil fields with terrigenous pore type reservoirs. The economic significance of the work is determined by the necessity of research for calculation of reserves.

## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ИК – индукционный каротаж;

АК – акустический каротаж;

ГК – гамма каротаж;

ПС – каротаж самопроизвольной поляризации;

КС – метод кажущегося сопротивления;

ЭК – метод электрического сопротивления;

ННК – нейтрон- нейтронный каротаж;

АК- акустический каротаж;

ГОСТ- государственный стандарт;

ПБ- правила безопасности;

## **НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

1. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.026-76. ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
5. ГОСТ 12.1.038–82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
6. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
7. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
8. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
9. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
10. Р 2.2.2006 – 05. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
11. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
13. ПБ 03-517-02. Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов.
14. ГОСТ Р 22.0.02. – 94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий.
15. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
16. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
17. ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
18. ГОСТ 12.1.008-78. Повреждения в результате контакта с растениями, животными, насекомыми и пресмыкающимися.

## Содержание

<i>Введение</i> .....	10
<i>1. Общие сведения об объектах исследования (месторождение, районе, лицензионном участке)</i> .....	11
<i>1.1. Общие сведения о районе работ</i> .....	11
<i>1.2. Краткая история геолого-геофизической изученности района месторождения</i> ...	13
<i>2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования (месторождения, района, лицензионном участка)</i> .....	21
<i>2.1. Стратиграфия</i> .....	21
<i>2.2. Тектоника</i> .....	26
<i>2.3. Нефтегазоносность</i> .....	30
<i>2.4. Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы</i> .....	30
<i>3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований</i> .....	40
<i>4 Основные вопросы проектирования</i> .....	42
<i>4.1 Задачи геофизических исследования</i> .....	43
<i>4.2 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса</i> .....	43
<i>5 Методические вопросы</i> .....	45
<i>5.1 Методика проектных геофизических работ</i> .....	45
<i>5.2 Интерпретация геофизических данных</i> .....	56
<b>6 СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ</b> .....	59
<i>7 Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение</i> .....	62
<i>7.1 Организационная структура и основные направления деятельности предприятия.</i> .....	63
<i>7.2 Смета расходов на проектируемые работы</i> .....	67
<b>8 СПЕЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b> .....	75
<i>8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</i> .....	75
<i>8.2 Анализ вредных опасных факторов и мероприятия по их устранению</i> .....	76
<i>8.3 Экологическая безопасность</i> .....	84
<i>8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</i> .....	84
<b>Заключение</b> .....	89
Список литературы .....	90

## *Введение*

Проектируемые геофизические работы для выделения и изучения свойств пластов-коллекторов методами ГИС будут проводиться на Вынгайхинском месторождении Ноябрьского района ЯНАО Тюменской области.

В географическом отношении месторождение находится в северной части Западносибирской равнины, в зоне лесотундры. Гидрографически оно располагается в междуречье рек Вынгапур и Тырль-Яха, относящихся к бассейну реки Пур. Реки мелководные, для них характерна извилистость русла, наличие большого числа притоков, рукавов и песчаных кос. Скорость течения рек до 0,8 м/сек, глубина в летнее время не превышает 0,5 м, в период паводков (весной и осенью) – до 2,5-5 м. Широкое распространение в описываемом районе имеют озера. Размеры наиболее значительных озер 2-3 км в поперечнике, глубина 0,8-1 м. Сильная заболоченность этого района, как большинства северных районов Тюменской области, связана с наличием мощного слоя вечно мерзлых пород, играющего роль водоупора, слабой испаряемостью влаги и затрудненным стоком. Болота открытые, с торфяной подушкой, достигающей толщины 7 м. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +60 до +100 м.

Вредные и опасные факторы, воздействующие на человека, в полевых условиях, связаны с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, всепогодные и всесезонные условия проведения работ, утомительные переезды к месту исследований и т.д.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, громоздкими механическими приборами).

# 1. Общие сведения об объектах исследования (месторождение, районе, лицензионном участке)

## 1.1 Общие сведения о районе работ

В административном отношении Вынгаяхинское месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

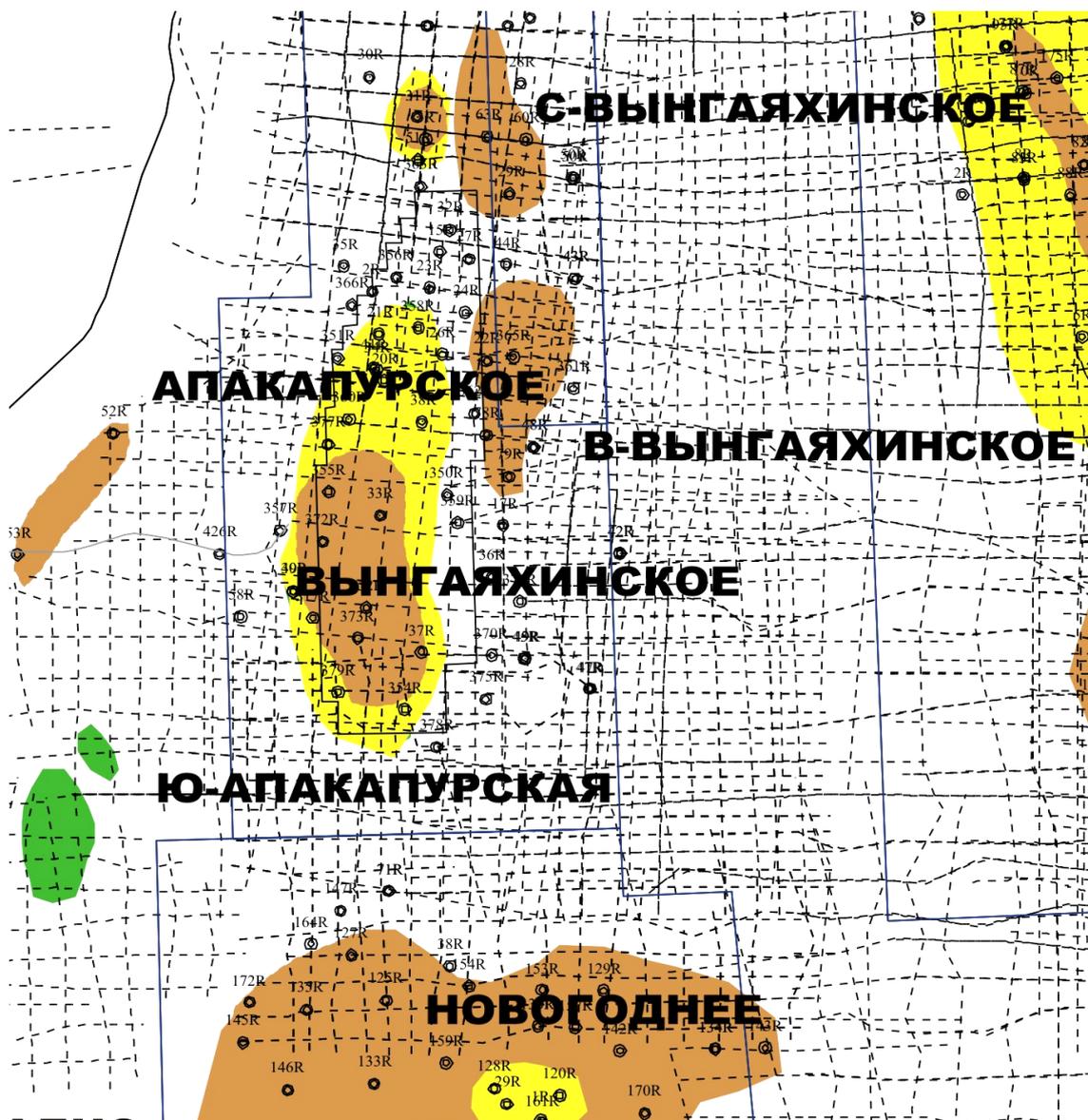


Рис. 1.1 – Обзорная карта

В географическом отношении месторождение находится в северной части Западносибирской равнины, в зоне лесотундры. Гидрографически оно располагается в междуречье рек Вынгапур и Тырль-Яха, относящихся к

бассейну реки Пур. Реки мелководные, для них характерна извилистость русла, наличие большого числа притоков, рукавов и песчаных кос. Скорость течения рек до 0,8 м/сек, глубина в летнее время не превышает 0,5 м, в период паводков (весной и осенью) – до 2,5-5 м. Широкое распространение в описываемом районе имеют озера. Размеры наиболее значительных озер 2-3 км в поперечнике, глубина 0,8-1 м. Сильная заболоченность этого района, как большинства северных районов Тюменской области, связана с наличием мощного слоя вечно мерзлых пород, играющего роль водоупора, слабой испаряемостью влаги и затрудненным стоком. Болота открытые, с торфяной подушкой, достигающей толщины 7 м. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +60 до +100 м.

Климат рассматриваемого района резко континентальный и характеризуется продолжительной холодной зимой (октябрь-май) и коротким, сравнительно жарким летом. Среднегодовая температура  $-7,5^{\circ}\text{C}$ , самый холодный месяц январь (морозы до  $-56-58^{\circ}\text{C}$ ), самый теплый – июль (до  $+36^{\circ}\text{C}$ ). Годовое количество осадков достигает 400-500 мм. Основная их часть выпадает в период с апреля по октябрь. Устойчивый снежный покров образуется в ноябре, глубина его 1 м. Реки замерзают в конце сентября, вскрываются ото льда во второй половине мая. Толщина льда на реках и озерах изменяется от 40 до 90 см. Глубина промерзания грунта составляет 1,5-3 м. Средняя скорость ветра 4 м/сек, максимальное ее значение 28-30 м/сек. В зимний период преобладают южные ветры, в летний – северные.

Лесные массивы, состоящие из лиственницы, ели, сосны, кедра и березы, приурочены к поймам рек. Водораздельные пространства заболочены, покрыты сфагновыми мхами. Среди болот встречаются островки редколесий, а в долинах рек – луга и заросли кустарников.

Экономически район развит слабо. Плотность населения не превышает 8-ми человек на 100 км<sup>2</sup>. Национальный состав: русские, ханты, ненцы, селькупы. Основное занятие коренного населения – оленеводство,

рыболовство, охота, звероводство. В последние годы, в связи с открытием крупных газовых и нефтяных месторождений, наряду с геологоразведочными и строительными организациями развивается нефтегазодобывающая промышленность. Развитие новых для района видов промышленности вызывает приток населения из других районов страны.

Населенные пункты в районе работ немногочисленны и расположены по берегам рек. Ближайший крупный населенный пункт – поселок Тарко-Сале расположен на правом берегу р. Пякупур, в 120 км севернее района работ. Связь между поселками и городами осуществляется по бетонным дорогам, большая часть из которых покрыта асфальтом. Подъезды к скважинам отсыпаны песком. В поселке базируется Таркосалинская нефтеразведочная экспедиция, выполнившая основной, объем разведки месторождения. Кроме пос. Тарко-Сале, ближайшими населенными пунктами являются фактории Харампур, Халясовая, Вынгапур. В непосредственной близости от изучаемого месторождения проходит трасса газопровода Уренгой-Вынгапур-Челябинск-Новополоцк. Ближайшие месторождения, запасы которых утверждены в ГКЗ СССР – Вынгапуровское (85 км к югу). Тарасовское и Восточно-Тарасовское (75 км к северу-востоку), из них разрабатывается сеноманская газовая залежь на Вынгапуровском месторождении.

Согласно СНиП 2.01.01. - 82 территория района работ относится к первому климатическому району, подрайон Д. Объем работ будет выполняться силами Ноябрьского управления геофизических работ ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика". Состав геофизической партии, аппаратура и оборудование будут доставляться в район работ автомобильным транспортом.

### ***1.2. Краткая история геолого-геофизической изученности района месторождения***

Изучение территории Вынгаяхинского месторождения началось с начала 50-х годов прошлого столетия, когда была проведена государственная геологическая съемка масштаба 1:1000 000. Затем исследования

продолжились методами аэромагнитной съемки масштаба 1:1 000 000 и 1:200 000, и аэрогравиметрической съемки масштаба 1:1 000 000, по результатам которых произведено тектоническое районирование фундамента и платформенного чехла, выделена Надымская впадина с намеченными в ней крупными положительными структурами (Надымская, Пяку-Пуровская, Арки-Таб-Яхинская).

Этапы геологического и сейсмического изучения территории и краткие их результаты приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

### Геологическая и сейсмическая изученность

<i>№ п/п</i>	<i>Год проведения работ, организация, № партии, авторы отчета</i>	<i>Метод исследования, масштаб</i>	<i>Краткое описание результатов работ</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
1.	ВСЕГЕИ 1952-1954	Геологическая съемка масштаба 1:1 000 000	Составлены геологическая и геоморфологическая карты, тектоническая схема.
2.	Новосибирский геофизический трест 1958-1961 гг.	Аэромагнитная съемка масштаба 1:200 000	
3.	ТТГУ, ЯНГРЭ 1959-1961 гг.	Аэрогравиметрическая съемка масштаба 1:1 000 000	В результате совместной интерпретации данных гравиметрической и аэромагнитной съемок произведено тектоническое районирование фундамента и платформенного чехла.
4.	ЯНГРТ 1961-1964 гг. с/п 30/60-61; 24/63; 31/62.	Речные сейсморазведочные работы	Уточнено и дополнено представление о тектоническом строении платформенного чехла. Выявлены Пурпейское поднятие и антиклинальный перегиб в районе Вынгапура.
5.	ЯНГРТ 1964-1967 гг. с/п 54/64; 59/65; 52/67.	Работы СЗ МОВ и ТЗ МПВ 1:1 000 000	Выявлены положительные структуры: Пяку-Пуровская, Северо-Пурпейская, Таркосалинская, Вынгаяхинская. Оконтурен Айваседо-Пуровский вал, осложненный Айваседо-Пуровским и Еты-Пуровским поднятиями.
6.	ЯНГТ с/п 29/67-69	Площадные работы МОВ 1:200 000	Подтвержден Вынгаяхинский вал с осложняющими локальными поднятиями Вынгаяхинским и Вынга-Пякутинским. Построены структурные карты по опорным отражающим горизонтам С, Г, М, Б.
7.	ЯНГТ с/п 22/68-69	МОВ 1:100 000	Оконтурены и подготовлены к глубокому бурению на меловые и

			верхнеюрские горизонты Вынгаяхинское и Вынгапякутинское поднятия.
8.	ХМГТ с/п 12/74-75	КМПВ	Изучен рельеф консолидированного фундамента «Ф», изучен характер структурных соотношений осадочного чехла и фундамента. Мощность осадочного чехла в своде Вынгаяхинского месторождения составляет 3,7 – 3,8 км.
9.	ЯНГТ с/п 30/77-78, с/п 39/77-78	МОВ МОГТ	Получены новые данные о строении нижнемеловых и верхне-среднеюрских отложений. По горизонтам верхней и средней юры выделено пять локальных поднятий: Верхне-Вынгаяхинское, Средне-Вынгаяхинское, Южно-Вынгаяхинское, Центральное-Вынгаяхинское и Северо-Вынгаяхинское, которые ранее сейсморазведочными работами не фиксировались. Построена карта по горизонту Т.
10.	ЯНГТ с/п 43/85-86, Цимбалюк Ю.А.	МОВ МОГТ	Установлено блочное строение Вынгаяхинского поднятия, закартирована Апакопурская экранированная ловушка. Выявлено Южно-Апакопурское локальное поднятие.
11.	ЯНГТ с/п 48/89-90 Корнев А.Н., с/п 60/89-90, Еременко Н.И., с/п 39, 36, 48, 60/90-91 Морозов Ю.В.	МОВ МОГТ	Уточнены структурные планы по отражающим горизонтам, оконтурены перспективные зоны.
12.	39, 43/92-93, Воблова Е.В.	МОВ МОГТ	Уточнено строение Северо-Вынгаяхинского локального поднятия, закартированы клиноформы ачимовского комплекса.
13.	ЯНГТ с/п 193, 143/93-94 Цимбалюк Ю.А.	МОВ МОГТ	Уточнено строение осадочного комплекса в зоне сочленения Вынгаяхинского и Еты-Пурского валов, выявлено более сорока перспективных объектов.
14.	ЯНГТ, с/п 139/94-95, Густокашин А.Н.	МОВ МОГТ	На стыке Новогоднего и Вынгаяхинского месторождений выявлено и оконтурено девять структурно-литологических ловушек для разведочного бурения.
15.	ЯНГТ с/п 139/95-96, Созонова Н.М.	МОВ МОГТ	Детальное изучение сеномана, подтверждены Средне-Вынгаяхинское локальное поднятие, Южно-Апакопурская структурно-тектоническая ловушка, Апакопурская структурно-литологическая ловушка.

16.	ОАО «ЯМАЛГЕО-ФИЗИКА», с/п 1-50/2002 – 2004	МОВ ОГТ 3D, система типа «крест»	Изучено строение осадочного чехла по 8 опорным отражающим горизонтам. Построены карты изохрон, структурные карты и карты толщин по всем прослеженным в волновом поле опорным отражающим горизонтам, детально закартированы тектонические нарушения. Выявлены перспективные объекты под разведочное и поисковое бурение в нижнесреднеюрских отложениях. Существенно уточнены границы распространения песчаных тел в продуктивных пластах групп ЮВ <sub>1</sub> , БП <sub>16</sub> , БП <sub>12</sub> . Выполнена акустическая инверсия.
-----	---	-------------------------------------	--

Основанием для постановки поисково-разведочного бурения на Вынгаяхинской площади послужило, прежде всего, открытие в 60-е годы на Севере Тюменской области крупных и гигантских залежей газа в отложениях сеномана (Уренгойское, Медвежье, Комсомольское, Губкинское), а также установление промышленной газоносности валанжинских отложений (Новопортовское и Уренгойское месторождения) и признаков нефти в юре на ряде введенных в бурение площадей Западносибирской нефтегазоносной провинции.

Вынгаяхинская структура была закартирована работами сейсмопартии 52/67. Дальнейшие сейсмические исследования (СП №29/67-68) подтвердили наличие Вынгаяхинского вала с осложняющими локальными поднятиями: Вынгаяхинским и Вынга-Пякутинским.

В 1968 году в северной присводовой части Вынгаяхинского локального поднятия с целью поиска залежей углеводородов в сеноманских отложениях была пробурена первая поисковая скважина № **ЗР**, которая стала первооткрывательницей сеноманской залежи Вынгаяхинского месторождения. Толщина газонасыщенных пород по данным ГИС составила всего 2,2 м. При испытании интервала глубин 794,0-796,0 м был получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 1430 тыс.м<sup>3</sup>.

Первый проектный документ «Проект поисково-разведочного бурения на Вынгаяхинской площади» был составлен в 1968г. трестом

«Ямалнефтегазразведка». Основной задачей запланированных работ являлась разведка газовой залежи в сеноманских отложениях, а также выявление и оценка перспектив нефтегазоносности меловых и юрских отложений. Проектом предусматривалось бурение 4- поисковых скважин (3-х мелких и 1-ой глубокой), а также 14 зависимых разведочных скважин (12 - со вскрытием сеномана и 2 - глубокие). Общий метраж бурения 25000м.

В январе 1969 года в 8-ми км к югу от скважины ЗР была пробурена скважина 2П с целью прослеживания сеноманской газовой залежи. Кровля сеномана вскрыта на глубине 774 м (а.о. -715,3 м), т.е. на 19,3 м гипсометрически выше, чем в скважине № ЗР

По данным ГИС коллекторы сеномана в скважине 2П оказались вод насыщенными, и при испытании интервала глубин 774,0-776,0 был получен приток пластовых вод дебитом 226,1 м<sup>3</sup>/сутки, а динамический уровень 67 метров.

Таким образом, прогноз открытия крупной газовой залежи на Вынгаяхинской площади не оправдался, и поисковое бурение было приостановлено, перераспределен объем работ на другие более крупные и перспективные газовые месторождения (Губкинское, Комсомольское, Восточно-Таркосалинское, Вынгапуровское и др.).

По результатам сейсморазведочных работ МОВ масштаба 1:100 000 по методике однократного профилирования (СП № 22/68-69) Вынгаяхинское поднятие было детализировано и подготовлено под бурение не только на сеноманский, но и на более глубокие горизонты, в том числе и на юрский.

Региональными исследованиями методом КМПВ (СП 12/74-75 гг.) изучен характер структурных соотношений осадочного чехла и фундамента. По поверхности фундамента Вынгаяхинского поднятия выявлен крупный структурный элемент – выступ, определена глубина залегания фундамента в пределах поднятия 3700-4000 м.

После установления продуктивности неокомских и юрских отложений

на соседних месторождениях (Еты-Пуровское, Тарасовское, Вынгапуровское, Губкинское, Западно-Таркосалинское), начался второй этап разведки Вынгаяхинского месторождения. На площади возобновлено поисково-разведочное бурение с целью оконтуривания ранее выявленной залежи газа в сеномане, и выявления залежей углеводородов в неомских и юрских отложениях. В марте 1976 года закончена бурением первая глубокая поисковая скважина **30П**, заложенная на северном присводовом участке структуры, в 2,5 км к северо-западу от скважины ЗР. В интервале глубин 2444,0-2458,6 м, (пласт БП<sub>11</sub><sup>1</sup> мегионской свиты), а также в пластах БП<sub>6</sub>, БП<sub>9</sub>, ачимовской толще и пласте Ю<sub>1</sub> были отмечены признаки нефтеносности. В скважине проведено опробование 8 объектов. При опробовании самого нижнего объекта в открытом стволе из интервала 2900,0-2977,0 м (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) был получен приток пластовой воды с пленкой нефти. В вышележащих отложениях были испытаны объекты в баженовской свите (притока не получено), в пласте БП<sub>11</sub><sup>1</sup> (получен приток пластовой воды с пленкой нефти) и пластах БП<sub>9</sub>, БП<sub>8</sub>, БП<sub>7</sub>, БП<sub>5</sub> готерива (получены притоки пластовой воды).

В феврале 1977г. в 3-х км к юго-востоку от скважины 30П пробурена глубокая поисковая скважина 31П. При испытании интервала глубин 2870,0-2876,0 м (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, васюганская свита) на 4 мм штуцере был получен приток нефти и воды дебитом по нефти 5,1 м<sup>3</sup>/сут, по воде 10,2 м<sup>3</sup>/сут. Из отложений тюменской свиты (пласт Ю<sub>2</sub>), ачимовской толщи, мегионской свиты (пласт БП<sub>11</sub>), вартовской свиты (пласты БП<sub>9</sub>, БП<sub>8</sub>, БП<sub>5</sub>) получены притоки пластовой минерализованной воды.

Поисковая скважина 41П, заложенная в наиболее приподнятом по данным сейсморазведочных работ участке структуры, в 4,2 км к югу от скважины 2П, с целью поиска залежей в меловых и юрских отложениях, ликвидирована по техническим причинам. При забое 1741 м началось газирование глинистого раствора, перешедшее в открытый газовый фонтан, что, по сути, явилось свидетельством наличия другой газовой залежи в

отложениях сеномана.

Поисковая скважина 32П, заложенная в 5,1 км к юго-востоку от скважины № 3Р на юрские отложения, не была до бурена до проектной глубины ввиду аварии. По данным опробования в открытом стволе все вскрытые скважиной пласты (БП<sub>8</sub>, БП<sub>9</sub>) оказались водоносными, за исключением пласта БП<sub>11</sub><sup>1</sup>, из которого была получена пластовая вода с пленкой нефти

Общий метраж пробуренных по проекту поисково-разведочного бурения скважин составил 12469 м: две скважины (2П, 3Р) на сеноманские отложения и четыре скважины (30П, 31П, 32П и 41П) – на юрские отложения.

Результатом поисково-разведочного бурения на площади стало открытие весьма сложного по геологическому строению месторождения газа в сеноманских отложениях (скважины 3Р и 41П) и нефти в верхнеюрских отложениях (скважина 31П), названного Вынгаяхинским. В отдельных песчаных пластах валанжинских отложений (пласт БП<sub>11</sub><sup>1</sup> и ачимовской толщи) установлены признаки нефтеносности.

Новым геологическим проектом поисково-разведочного бурения на Вынгаяхинской площади, составленным в 1978 году, ставилась задача оконтуривания выявленных залежей газа в сеномане и нефти в верхней юре, а также выявления новых залежей нефти и газа в нижнемеловых и юрских отложениях с оценкой их промышленного значения. Проектом предусматривалось бурение 12 скважин. При размещении скважин за основу была принята структурная карта по поверхности отражающего горизонта Б.

В 1978 году пробурено три скважины 35Р, 34Р, 33Р.

В скважине **35Р** при испытании пласта Ю<sub>0</sub> баженовской свиты был получен незначительный приток нефти, остальные пласты разреза водоносны.

Вторая залежь сеномана открыта скважиной **34Р**, в которой при испытании интервала глубин 745,0-752,0 м (абс.отм. 680,8-687,8 м) получен фонтан природного газа дебитом 466,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на шайбе 20,2 мм.

Установленная по данным ГИС поисковой скважины **33Р** продуктивность пластов БП<sub>11</sub><sup>0</sup>, БП<sub>11</sub><sup>1</sup> подтверждена испытанием пласта БП<sub>11</sub><sup>1</sup> в интервале 2320,0-2335,0 м (абс.отм. 2253,1-2268,1 м), откуда получен приток нефти дебитом 1,7 м<sup>3</sup>/сут при переливе.

За период 1979-1981 гг. на площади пробурено 8 разведочных скважин (40Р, 39Р, 36Р, 38П, 37Р, 352Р, 355Р, 366Р) общим метражом 21950 м. Пласт БП<sub>11</sub><sup>1</sup>, определенный к тому моменту как основной продуктивный пласт Вынгаяхинского месторождения, нефтенасыщен по материалам ГИС всех скважин. Испытание проведено в скважинах 37Р, 38П, 39Р, 352Р - получены притоки безводной нефти дебитами от 4,7 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 21,5 кгс/см<sup>2</sup> до 105,8 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере.

В 1982-1983 гг. на месторождении закончены бурением 16 поисковых и разведочных скважин, проходка по которым составила 41174 м. Все скважины бурились с целью доразведки основной залежи пласта БП<sub>11</sub><sup>1</sup> и подготовки подсчета запасов по промышленным категориям.

## ***2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования (месторождения, района, лицензионного участка)***

### ***2.1 Стратиграфия***

Геологическое строение Вынгаяхинского месторождения, составляет комплекс осадочных пород с мезозойско-кайнозойским возрастом, слагающим платформенный чехол восточной части Западносибирской геосинеклизы. Комплекс пород залегает на консолидированном доюрском основании – складчатом гетерогенном фундаменте. Доюрское основание состоит из вулканогенных-осадочных пород докембрия с палеозоем, прорываемых интрузиями гранитов и сиенитов. Выделяю поля триасового комплекса, состоящего как из прогибов, так и гребни валов.

Образования доюрского основания сложены глинистыми сланцами с известняками, эффузивами среднего и кислого состава, туфами, базальтами, диабазами, туф брекчиями, туф конгломератами, алевролитами и аргиллитами. На Вынгаяхинском месторождении доюрские основания бурением не затронуты.

На находящейся не подолёку Большекотухтинской площади в скв. 105 они вскрыты на глубине 3724 м и представлены темно-серыми сланцами, на Вынгапуровском месторождении в скв. 140, 141 и 300 на глубинах 3567 м, 3610 м, 3962 м соответственно и представлены древне палеозойскими трах-базальтами, местами распространены черно базальтовые толщи аспидной формации.

На Западно-Новогодней площади фундамент вскрыт в скв. 210 на глубине 3961 м. Керн в интервале 4085-4096 м представлен известняками позднеордовикского возраста.

### ***Юрская система (J)***

Юрские отложения несогласно залегают на породах палеозойского фундамента и сложены тремя отделами. Общая мощность юрских отложений по материалам бурения изменяется от 670 м до 840 м, сокращаясь на

приподнятых участках за счет примыкающей к фундаменту части разреза.

### **Нижний и средний отделы (J<sub>1</sub>- J<sub>2</sub>)**

Нижнесреднеюрские отложения в данном районе представлены котухтинской и тюменской свитами. Бурением в пределах месторождения вскрыта только верхняя часть нижнесреднеюрских отложений - тюменская свита.

#### ***Котухтинская свита*** (возраст плинсбахский - раннеааленский)

Свита выделена по Большекотухтинской скважине №105

Мощность разреза изменяется от 80 до 180 м. В кровле нижней подсвиты выделяется тогурская глинистая пачка (сейсмогоризонт Т<sub>4</sub>), являющаяся флюид упором на интервале глубины 3352-3705м, обнаружено чередование глин, алевролитов и песчаников. По своему составу вмещающих пород котухтинская свита делится на две подсвиты.

Нижнюю подсвиту разделяют на пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, эти пласты, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Нижняя подсвита сложена аргиллитами бурыми, прослоями зеленовато-серыми, серповидно-оскольчатыми, иногда битуминозными с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность пачки 40-50 м.

Верхняя подсвита представлена двумя пачками: песчаной, к которой приурочен пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, и глинистой, радомской.

Песчаная пачка представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Мощность пачки до 110 м.

Радомская пачка (сейсмогоризонт Т<sub>3</sub>) представлена аргиллитами темно-серыми и буровато-серыми. Отложения этой пачки являются флюид упором для пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>. Мощность пачки изменяется от 20 до 50 м.

#### ***Тюменская свита*** (в.аален - н.келловей).

Тюменская свита представлена переслаивающимися аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Участками отмечаются прослои углей. Породы паттумные (плохо отсортированные), характерен растительный детрит, пирит.

В составе свиты выделяются пласты Ю<sub>2</sub> – Ю<sub>9</sub>. Количество песчаных прослоев (пласты Ю<sub>2</sub> - Ю<sub>4</sub>) и их толщины увеличиваются с запада на восток. Общая толщина тюменской свиты - 370 - 590 м.

Верхнеюрские морские осадочные образования (с большей частью келловей) трансгрессивно перекрывают континентальные отложения тюменской свиты. В разрезе выделяются васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

### **Верхний отдел (J<sub>3</sub>)**

#### ***Васюганская свита*** (келловей - в.оксфорд)

Представлена двумя подсвитами: нижней - глинистой и верхней - песчано-глинистой, формирование которых происходило соответственно в морских и прибрежно-морских условиях.

Нижняя подсвита сложена темно-серыми аргиллитами, плотными, слабослюдистыми, местами алевритистыми. В нижней части васюганской свиты выделяется пахомовская пачка (пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>) мощностью 1-6 м. В объеме верхней подсвиты выделяется пласт Ю<sub>1</sub>, который в пределах рассматриваемой территории является продуктивным.

В состав верхней подсвиты входят преимущественно песчаники и алевролиты, переслаивающиеся с аргиллитами. Толщина васюганской свиты составляет 61 - 79 м.

#### ***Георгиевская свита***

Свита сложена темно-серыми и черными глинами, и глауконита. Мощность свиты меняется от 7 до 34 м. Георгиевская свита с незаметным переходом перекрывается породами баженовской свиты.

#### ***Баженовская свита***

Баженовская свита образована морскими отложениями аргиллитов. Баженовская свита характеризуется повышенной радиоактивностью. С запада на восток наблюдается понижение битуминозности. Мощность свиты от 36 до 62 м.

## ***Меловая система (К)***

Отложения меловой системы представлены двумя отделами. По характеру слагающих пород разреза система делится на три комплекса: неокомский, апт-альб-сеноманский и верхнемеловой.

На Вынгаяхинском месторождении, в отложениях ачимовской толщи выявлены две нефтяные залежи. Мощность толщи до 170 м.

### ***Тангаловская свита***

Тангаловская свита представлена тремя подсвитами. Нижней подсвита выделяются двумя пачки. Нижняя пачка состоит из песчаников и серых алевролитов, чередующимися с аргиллитами.

Встречается растительный детрит, отпечатки растений и единичные фораминиферы. К этой пачке приурочены пласты БП<sub>5</sub>-БП<sub>6</sub>. Мощность пачки 40 - 70 м. В кровле подсвиты залегает глинистая пачка мощностью 5 – 10 м.

Средняя подсвита мощностью 140 – 190 м сложена аргиллитами серыми, зеленова-серыми, они чередуются с серыми песчаниками и алевролитами, слагающими пласты БП<sub>1</sub>-БП<sub>4</sub>.

Верхняя подсвита в основном сложена из серых глины, с зеленоватым оттенком.

Мощность подсвиты 200-250 м.

Толщина тангаловской свиты изменяется от 385 м до 520 м.

***Апт-альб-сеноманский*** комплекс представлен песчано-глинистыми отложениями, которые выделяются в объеме покурской свиты.

### ***Покурская свита***

Покурская свита делится на три подсвиты.

Нижняя подсвита сложена светло-серыми песчаниками, алевролитами и глинами

Средняя подсвита представлена пачками глин и глинистых алевролитов. Верхняя подсвита сложена серыми и светло-серыми песчаниками. Верхняя подсвита (пласт ПК<sub>1</sub>) является регионально газоносной. На Вынгаяхинском

месторождении основные выявленные запасы газа также приурочены к сеноману.

Общая толщина пород покурской свиты составляет 939-1100 м.

#### ***Кузнецовская свита***

Представлена серыми и зеленовато-серыми глинами. Толщина свиты от 13 м до 26 м.

#### ***Березовская свита***

Отложения березовской свиты сложены серыми и голубовато-серыми опоками с прослоями темно-серых и черных глин. Толщина глинистых пород березовской свиты 100 - 195 м.

#### ***Ганькинская свита***

Ганькинская свита представлена толщей серых и светло-серых с зеленоватым оттенком глин с включением известковистых и алевритистых прослоев. Толщина свиты 136-196 м.

### ***Палеогеновая система (Pg)***

Палеогеновая система представлены тремя отделами.

#### ***Талицкая свита*** (палеоцен)

Нижняя часть свиты сложена темно-серыми глинами, верхняя представлена мелкозернистыми песками. Общая толщина талицкой свиты 100 м и более.

#### ***Люлинворская свита*** (эоцен)

Согласно залегает на тавдинской и расчленяется на три подсвиты. Нижняя подсвита сложена опоквидными глинами. Средняя подсвита представлена серыми глинами, с прослоями диатомитов. Верхняя подсвита сложена диатомитовыми глинами. Толщина люлинворской свиты около 170 м.

#### ***Тавдинская свита*** (поздний эоцен – ранний олигоцен)

Свита согласно залегает на люлинворской и завершает комплекс морских глинистых осадков верхнего мела и палеогена. Представлена она зеленовато-серыми глинами. Мощность свиты достигает 180 м.

## Атлымская свита (ранний олигоцен)

Свита сложена преимущественно светлыми песчаниками. Мощность атлымской свиты равна 30 - 70 м.

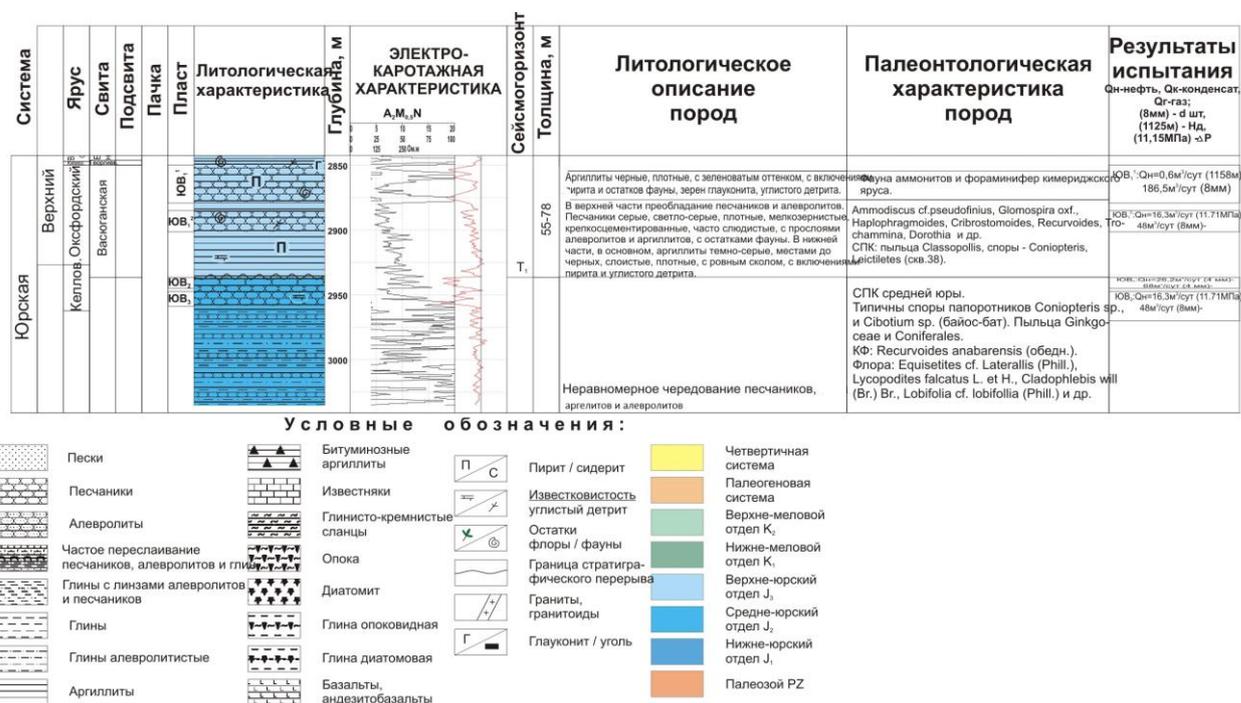


Рис 2.1 Стратиграфическая колонка.

### Четвертичная система (Q)

Породы четвертичной системы залегают с разрывом на отложениях палеогена. Они сложены песками, глинами, супесями. Мощность четвертичных отложений 100-125 м.

### 2.2 Тектоника

В пределах Вынгаяхинской площади выделяется два структурных этажа: складчатый фундамент и платформенные образования, представленные мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом.

**Складчатый фундамент.** Породы фундамента на Вынгаяхинском месторождении бурением не вскрыты, но южнее в пределах Вынгаяхинского вала - на Новогоднем месторождении они вскрыты поисково-разведочной скважиной 168. Керн описан В.С. Бочкаревым (1995 г.). Кровля фундамента отбивается на глубине 3810 метров. Керн в интервале глубин 3822-3835 м представлен сильно выветрели, осветленными, стальными-серыми, кремнисто-

глинистыми сланцами с пропластками темно-серых до черных (углистых) пород. Сланцы сидеритизированы, видны редкие зеркала скольжения. Углы наклона пород около  $45^\circ$ , а сланцеватость, подчеркнутая сферосидеритовыми стяжениями, имеет углы наклона около  $60^\circ$ . Забой скважины 3850 м.

**Осадочный чехол.** Структурные планы поверхностей отражающих горизонтов, отождествляемых с отложениями различных стратиграфических подразделений верхнего структурно-тектонического этажа, характеризуются прямой унаследованностью от фундамента Вынгаяхинского поднятия до кровельной части сеноманских отложений.

Вынгаяхинский вал по замыкающей изогипсе 3900 м отражающего горизонта А (кровля палеозоя) представляет симметричную антиклинальную структуру северного простирания амплитудой 260 м. Небольшая асимметрия проявляется на более крутом восточном крыле складки. Вал осложнен отдельными куполами. Крупные выявленные дизъюнктивные нарушения северо-восточного направления ограничено делят поднятие на три отдельных блока. В центральной и южной частях площади нарушения имеют северное и северо-северо-западное направление. Максимальное смещение по разломам до 20 м.

Конформно с горизонтом А Вынгаяхинская структура следует по горизонту Т (кровля тюменской свиты), отражающему горизонту Б (кровля верхней юры), горизонту М (низы апта) и горизонту Г (кровля сеноманского яруса).

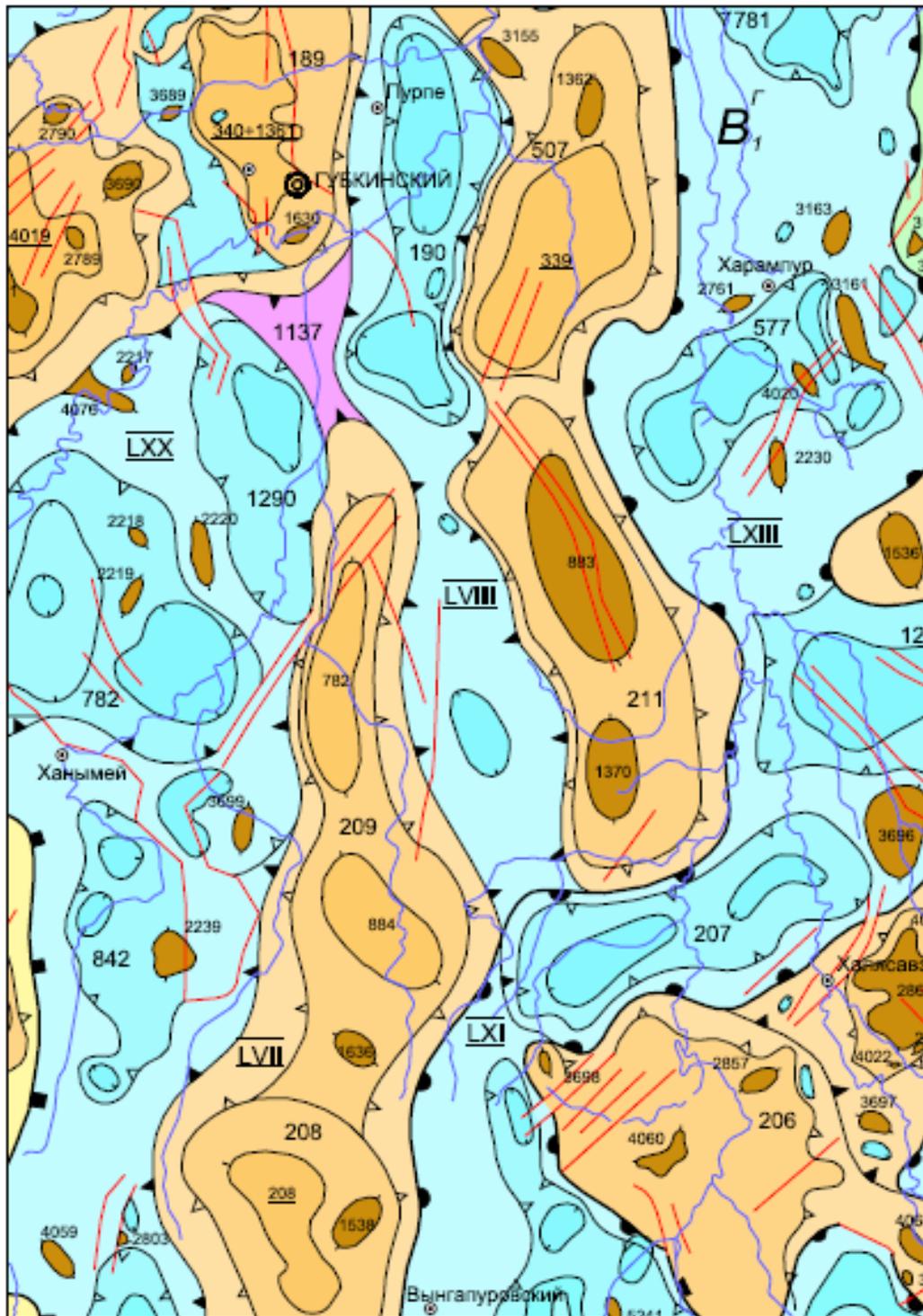
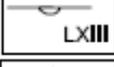
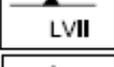
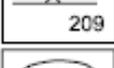
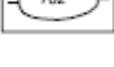


Рис 2.2 Тектоническая карта

Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла ЗападноСибирской геосинеклизы (ЗапГазпромНИГНИ, Бочкарев В.С., 1990г.)

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

### Контуры структур :

	- надпорядковых структур (синеклиз, моноклиз)
	- I порядка крупных (поясов мегавалов, поясов мегапрогибов, моноклиналей)
	- I порядка средних и малых (мегавалов, впадин, моноклиналей)
	- II порядка крупных
	- II порядка средних и малых
	- III порядка крупных
	- III порядка средних и мелких и IV порядка

### Структуры I порядка :

	положительные крупные (пояса мегавалов)
	однокрылые средние и малые (моноклинали)
	отрицательные средние и малые (впадины, мегапрогибы)
	положительные средние и малые (своды, мегавалы, выступы)

### Структуры II порядка :

	положительные крупные (валы)
	отрицательные крупные (прогибы, малые впадины)
	положительные средние и малые (малые валы, куполовидные поднятия)
	отрицательные средние и малые (малые прогибы)
	средние и малые (седловины)

### Структуры III и IV порядка :

	положительные крупные (крупные брахиантиклинали, крупные купола)
	отрицательные мелкие и средние (локальные депрессии)
	положительные мелкие и средние (локальные поднятия, структурные носы)

### ***2.3 Нефтегазоносность***

Вынгаяхинское месторождение нефти и газа находится в Надым-Пурской нефтегазоносной области, в пределах которой залежи углеводородов выявлены от васюганской и баженовской свит, Юрской системы до сеноманского яруса меловой системы. На Вынгаяхинском месторождении промышленное скопление углеводородов связаны с отложениями верхнеюрскими, васюганской и баженовской свит, берриаского яруса (ачимовская толща), валанжинского и сеноманского ярусов нижнего и верхнего мела.

Притоки нефти по результатам скважинного опробывания были получены из пластов Ю<sub>0</sub> (баженовская свита), Ю<sub>1</sub> (васюганская свита). Продуктивный горизонт БП<sub>11</sub> представлен чередованием песчано-алеврито-глинистых пород и характеризуется сложным строением.

Подсчёт запасов производится по продуктивным горизонтам в меловых отложениях: пластам БП<sub>11</sub><sup>2</sup>, БП<sub>11</sub><sup>1</sup>, БП<sub>11</sub><sup>0</sup> и сеноманской продуктивной толще (пласт ПК<sub>1</sub>).

В отложениях сеномана (пласт ПК<sub>1</sub>) на Вынгаяхинском месторождении выявлено две самостоятельные залежи, отделенные друг от друга прогибом. Каждая залежь имеет свой газо-водяной контакт.

### ***2.4 Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы***

Вынгаяхинское месторождение является многопластовым и имеет сложное геологическое строение. По данным разведочного и эксплуатационного бурения на 1.01.2007 г. выявлены и поставлены на баланс ВГФ: свободный газ в пласте ПК<sub>1</sub> (сеноман), залежи нефти и растворенного газа в пластах БП<sub>11</sub><sup>0</sup>, БП<sub>11</sub><sup>1</sup>, БП<sub>12</sub><sup>1</sup>, БП<sub>12</sub><sup>2</sup>, БП<sub>16</sub>, БП<sub>17</sub>, Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Пласты

БП110, БП111, БП121, БП122 и Ю11 являются объектами разработки. Небольшая добыча нефти произведена из пластов БП16, БП17.

На сегодняшний день особый интерес вызывает юрский интервал, который слабо изучен, но является перспективным.

Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных отложений Вынгаяхинского месторождения изучалась по результатам лабораторных исследований керна, выполненных в Центральной лаборатории (ЦЛ) Главтюменьгеологии.

В связи с тем, что коллекторы продуктивных пластов не удается охарактеризовать керном и лабораторными определениями по всей толщине, при изучении песчанистости разреза, закономерностей изменения литологии по площади и разрезу использовались материалы ГИС. По комплексу ГИС с учетом керна, увязанного по глубинам с геофизическими характеристиками разреза, проведено выделение в интервалах продуктивных пластов эффективных толщин с разделением их по сопротивлениям на нефти -, газо- и воднасыщенные. Для каждого проницаемого пропластка, охарактеризованного керном, и пласта в целом подсчитаны средние значения всех определяемых в ЦЛ на керне характеристик, а также средневзвешенные значения подсчетных параметров: открытой пористости и проницаемости.

Ниже по результатам всех выполненных исследований дается физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов горизонта Ю.

Данный горизонт является региональным нефтеносным объектом, он прослежен на всех соседних месторождениях: Новогоднем, Вынгапуровском и других. В пределах горизонта выделено три объекта; пласты Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Нефтеносными являются морские отложения баженовской свиты, мелководно- и прибрежно-морские отложения васюганской свиты. Отмечается определенная закономерность в распространении нефтеносных отложений,

которые в большинстве случаев приурочены к куполам положительных структур.

Таблица 2.1

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласты							
	БП <sub>11</sub> <sup>0</sup>	БП <sub>11</sub> <sup>1</sup>	БП <sub>12</sub> <sup>1</sup>	БП <sub>12</sub> <sup>2</sup>	БП <sub>16</sub>	БП <sub>17</sub>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2211.4-2319.5	2215.5-2330.0	2433.7-2730.0	2480-2570	2588.3-2635.6	2581.4-2710	2734.5-2830	2750,7-2790
Тип залежи	ПСЛЭ, ЛЗ	ПС	ПСТЭ, ЛЗ	ПЛЭ, ЛЗ	ПСЛЭ, М	ПСЛЭ, ПЛЭ	ПСЛЭ, ПСТЭ, ПС	ПС
Тип коллектора	Поров.	Поров.	Поров.	Поров.	Поров.	Поров.	Поров.	Поров.
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	82-17662	9790-250490	130-18494	1624-28777	14056-60007	20813-43886	2621-29430	2688-24744
Средняя общая эф.толщина, м	0-6.2	2.8-15.7	0-16.7	0-18.4	5.0-36.9	0-25.6	1.8-13.2	4.0-8.2
Средняя газонасыщенная толщина, м								
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	0-6.2 0.7-2,5	2.1-15.7 3.05-8.7	0-16.7 1.2-4.7	1.0-18.4 1.9-4.2	1.6-30.0 11.55	3.6-20.2 2.95-8.45	0-10.0 1-3.75	0.4-6.8 4.55-5.4
Коэффициент пористости, доли ед.	0.15-0.23 0.16-0.197	0.15-0.22	0.15-0.20 0.175	0.17-0.19	0.15-0.17	0.16-0.17	0.16-0.20	0.16-0.19
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.35-0.51	0.43-0.62	0.5-0.58	0.54-0.58	0.52-0.54	0.49-0.62	0.34-0.64	0.41-0.58
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.35-0.46	0.43-0.55	0.50-0.55	0.54-0.58	0.42-0.51	0.49-0.62	0.34-0.66	0.41-0.53
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.35-0.46	0.43-0.62	0.5-0.58	0.54-0.58	0.42-0.54	0.49-0.62	0.34-0.66	0.41-0.58
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	0.7-455.3 7	18.7-249.2	0.6-42.8	0.9-36.1	0.7-24.2		3.4-27.4	1.1-40.3
Абсолютная отметка ВНК, м	2257-2339	-2330-2360	2470-2741	2506.5-2672	2641-2664	2630-2783	2760-2840	2777-2805

**Горизонт Ю<sub>1</sub>**

Горизонт Ю<sub>1</sub> по материалам ГИС состоит из двух проницаемых песчаных частей Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, разделенных глинистой перемычкой толщиной 6-18 м.

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>**

По результатам сейсмической 3D интерпретации и разработки месторождения за период реализации последнего проектного технического документа уточнено геологическое строение пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> вскрыт 12 поисково-разведочными и 44 эксплуатационными скважинами, характеризуется значительной литологической неоднородностью. Продуктивность подтверждена опробованием двадцати скважин, в шести из которых получены притоки чистой нефти.

Общие толщины пласта изменяются от 3.6 м до 15.6 м, эффективные от 2.4 до 13.2 м. Пористость варьирует от 13.1% до 19.8 %. Проницаемость возрастает от 0.3 мД до 45.0 мД, песчанистость от 0.19 до 0.91.

Залежь в районе скважин 23Р\_3, 1966 (основная) пластово-сводовая литологически и тектонически экранированная. По материалам интерпретации сейсмике 3D были уточнены литологические границы залежи. Северная часть залежи разбурена по эксплуатационной сетке. Нефтенасыщенные коллектора пласта вскрыты на глубинах с абсолютными отметками от 2768.5 м до 2812.8 м.

Продуктивность подтверждена опробованием 12 скважин из 18, пробуренных в контуре залежи. При испытании поисково-разведочной скважины в интервале глубин 2764.0-2859.6 м (а.о.2685.6-2781.2 м) получен приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти, скважина недоосвоена. Фонтаны нефти получены в 4х скважинах. Из интервала глубин 3058.5-3071.0 м (а.о.2804.5 - 2813.7 м), в двух из них получены фонтаны нефти эксплуатационной дебитом 252 т/сут. и 139.7 т/сут.

ВНК в проницаемой части пласта вскрыт в одной эксплуатационной скважине на абсолютной отметке 2816.1. В другой скважине подошва последнего нефтенасыщенного пропластка отмечается на абсолютной отметке –2816.8 м, кровля первого водонасыщенного пропластка – на а. о. 2817.6 м. В вертикальной эксплуатационной скважине (альтитуда+ удлинение на пласт

равно 70.5 м), пробуренной в чисто нефтяной зоне, подошва коллектора вскрыта на абсолютной отметке 2818.8 м

Данные эксплуатационных скважин не противоречат разведочным скважинам, в которых водоносный коллектор вскрыт соответственно на абсолютных отметках 2816.7 м и 2818.7 м. Таким образом, ВНК принят на абсолютной отметке 2817.5 м по всей залежи.

Размеры залежи в контуре принятого ВНК 10.1 x 3.9 км, высота 49 метров.

Эффективные толщины по основной залежи изменяются от 2.6 м до 9.4 м. Аналогично изменяются нефтенасыщенные толщины, в среднем составляя в границах категории запасов В+С<sub>1</sub> 5.1 м, в С<sub>2</sub> 2.3 м, по залежи 3.7 м. В большинстве скважин пласт продуктивен до подошвы.

Залежь в районе скважины 76Р по материалам «Анализа разработки, 2006г» пластовая сводовая, с размерами 8.5x3.5 км, высотой около 21 м. В современном виде это также пластовая сводовая тектонически экранированная залежь, но значительно меньших размеров – всего 3.8x1.1 км и высотой 10 м, площадью 2621 тыс. м<sup>2</sup>.

Продуктивность подтверждена результатами испытания разведочной скважины: из интервала глубин 2896.0-2900.0 м (а. о. 2835.9 - 2839.9 м) получен приток нефти дебитом 4.8 м<sup>3</sup>/сут с водой 0.6 м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 9.0 МПа (согласно данным ПГИ, приток воды получен из-за не герметичности хвостовика).

По заключению материалов ГИС пласт нефтенасыщен до абсолютной отметки 2839.7 м, водонасыщенный коллектор начинается с абсолютной отметки 2840.5 м. ВНК условно принят на абсолютной отметке 2840.0 м в глинистой перемычке между нефтенасыщенным и водонасыщенным пропластками.

Эффективная толщина коллектора по данным интерпретации ГИС составила 7.2 м, нефтенасыщенная – 1.4 м. Средневзвешенное значение пористости равно 18%, нефтенасыщенности -58 %, проницаемости – 16.9 мД.

**Залежь в районе скважины 31Р** пластовая сводовая. Размеры ее составляют 5.2 x 2.5 км, высота 13 метров. Площадь залежи уменьшилась с 11500 тыс. м<sup>2</sup> до 7787 тыс. м<sup>2</sup>. Продуктивность залежи подтверждена результатами испытания: в разведочной скважине из интервала глубин 2870.0-2876.0 м (а.о.2808.6 - 2814.6 м) получен приток нефти с водой дебитом соответственно 5.1 и 10.2 м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 4.64 МПа.

ВНК залежи условно принят на абсолютной отметке 2813.0 м в глинистой перемычке между нефтенасыщенным и водонасыщенным проницаемыми пропластками. По заключению материалов ГИС подошва последнего нефтенасыщенного пропластка расположена на абсолютной отметке 2812.8 м, с абсолютной отметки 2814.0 м пласт водонасыщен.

Вскрытая бурением эффективная толщина – 13.2 м, нефтенасыщенная – 3.8 м. Средняя пористость по скважине составляет 19%, нефтенасыщенность - 58%, проницаемость – 10.7 мД.

**Залежь в районе скважин 352Р, 3006** пластовая сводовая литологически экранированная на западном участке, размеры составляют 1.0-2.5 x 8.0 км, высота залежи 25.5 метра.

Залежь выделена по данным интерпретации ГИС пятнадцати эксплуатационных и разведочной скважины.

Продуктивность залежи подтверждена испытанием скважины, где при совместном опробовании пластов Ю<sub>0</sub> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в интервале глубин 2717.0 - 2805.0 м (а.о.2647.4 - 2735.3 м) получена безводная нефть дебитом 95 м<sup>3</sup>/сут с ФБР при переливе. По материалам ГИС скважина нефтенасыщенна до подошвы (а. о. - 2738.1 м). Другая скважина из интервала глубин 2980.0-2986.0 м (а. о. 2752.3 - 2758.3 м) дала приток нефти дебитом 70.0 т/сут. При совместном

опробовании пластов Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в интервале 2782.0 - 2897.0 м (а. о. 2679.1 - 2794.1) получен приток нефти дебитом 5.9 м<sup>3</sup>/сут и воды дебитом 4.7 м<sup>3</sup>/сут.

В другой скважине из этих же трех пластов в интервалах 2789.0 - 2809.0 м (а. о. 2687.1 - 2707.1 м) и 2858.0 - 2884.0 м (а. о. 2756.1 - 2782.1 м) получен приток безводной нефти дебитом 4.3 т/сут.

### ***Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>***

Коллектора пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> отделены от коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> выдержанной глинистой перемычкой толщиной от 2 до 8 метров. По данным интерпретации ГИС в нем выявлены две залежи, вскрытые 12-ти поисково-разведочными и 40 эксплуатационными скважинами.

**Основная залежь (район скважины 352Р).** Пластовая сводовая залежь, имевшая субмеридиональное простирание, в современном виде развернута на северо-запад. Размеры залежи в пределах принятого ВНК составляют 8.3 x 4.3, высота 26.3, площадь 24744 тыс.м<sup>2</sup>. Нефтенасыщенные по данным ГИС коллектора вскрыты бурением одной разведочной и двадцати эксплуатационных скважин на абсолютных отметках от 2750.7 м до – 2776.3 м.

Нефтеносность залежи подтверждена работой 15 эксплуатационных скважин. В 2-х эксплуатационных скважинах получены безводные притоки, а ещё в 2-х скважинах - фонтаны нефти. Дебиты нефти изменяются от 25.3 до 68.0 т/сут.

Эффективные толщины изменяются от 4.0 м до 6.8 м, нефтенасыщенные от 0.4 м до 6.8 м.

ВНК в проницаемой части пласта бурением не вскрыт. ВНК по залежи принят условно на абсолютной отметке – 2777.0 м.

Коллектора пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость изменяется от 14.6 % до 19.4 %, составляя в среднем – 17.7%, проницаемость от 1.1 мД до 40.3 мД. Нефтенасыщенность в пределах залежи изменяется от 35.1 % до 65.6 %.

**Залежь в районе скважины 20Р**, расположена к северу от основной залежи по материалам интерпретации ГИС. При опробовании интервала глубин 2997.8 - 2999.8 м (а.о.2801.9 - 2803.9 м) притока не получено. Скважина недоисследована.

ВНК залежи принят условно на абсолютной отметке 2805 м по подошве последнего нефтенасыщенного проницаемого прослоя. Кровля водонасыщенного прослоя вскрыта на абсолютной отметке – 2805.7 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная. Размеры залежи в пределах принятого ВНК составляют 2.2 x 1.8 км, высота - 15 метров.

Эффективная толщина по данным интерпретации ГИС составляет 8.2 м, нефтенасыщенная – 3.0 м. Средневзвешенная пористость по скважине 20Р - 19%, нефтенасыщенность – 53%.

Для решения геологических задач по изучению разрезов скважин в юрском интервале, выделения нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов, оценки их продуктивности комплексом геофизических исследований, предусматривается количественное определение таких физических свойств горных пород как:

- удельное электрическое сопротивление -  $\rho_{п}$ ;
- объемная плотность -  $\sigma$ ;
- естественная гамма - активность -  $\gamma$ ;
- нейтронная поглощающая активность -  $n$ ;
- скоростные характеристики -  $\Delta T, \lg \frac{U_1}{U_2}$ ;
- электрохимическая активность -  $\Delta U_{пс}$ .

Сравнение физических свойств горных пород, определенных комплексом ГИС, с данными анализов керна, может подтвердить или опровергнуть выбранный комплекс методов или методику интерпретации получаемого материала.

Гранулометрический анализ выполнен гидравлическим способом по методу АзНИИ. По результатам гранулометрического анализа определялись: коэффициент отсортированности ( $S_0$ ) и медианный размер зерен ( $Md$ ), открытая пористость ( $K_{по}$ ), которая определялась по стандартному методу насыщения (по Преображенскому), проницаемость ( $K_{пр}$ ) – методом фильтрации газа на модернизированной установке КГ- 5. Водоудерживающая способность ( $K_{вс}$ ) определялась методом центрифугирования в режиме, применяемом при изучении коллекторов Западной Сибири.

На удельное электрическое сопротивление осадочных пород мало влияет минералогический состав, а в большей степени оно определяется наличием жидкости, заполняющей поровое пространство частично или полностью и характером заполняющей жидкости, что отражено в нижеприведенной функциональной зависимости:

$$\rho_n = f(P_n, P_n, P_t, P_n, \rho_v) \quad (3.1)$$

где  $P_n$ ,  $P_n$  – параметры пористости и насыщения, зависящие от  $K_n$  и  $K_n$ :

- $P_t$  – учитывает влияние температуры;
- $\rho_v$  – сопротивление пластовой воды;
- $P_n$  – коэффициент поверхностной проводимости.

Удельное электрическое сопротивление продуктивных нефтеводонасыщенных пластов пород Вынгаяхинского месторождения изменяется от единиц до сотен Ом\*м. Вмещающие породы – глины аргиллиты имеют удельное электрическое сопротивление от единиц до десятков Ом\*м.

Для расчленения разреза на глинистые и песчаные пласты, выделения коллекторов, уточнения литологии пород, одним из ведущих методов является метод ПС. В песчано-глинистых разрезах ЭДС естественного поля имеет аномалию с отрицательным знаком против песчаного пласта, если  $\rho_p > \rho_v$ , и положительный знак против глинистого. Наиболее частые величины коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала  $K_{да}$  по Итенбергу С.С. следующие:

- Пески, песчаники неглинистые от  $-5$  до  $-10$  мВ.
- Песчаники сцементированные глинистые от  $5$  до  $20$  мВ.
- Алевриты, сильно глинистые песчаники от  $10$  до  $35$  мВ.
- Глины, аргиллиты от  $35$  до  $50$  мВ.

Для Западной Сибири, на кривых метода ПС, против нефтеносных пластов по сравнению с кривыми против однотипных водоносных пластов, наблюдается уменьшение отрицательной амплитуды  $\Delta U_{ПС}$ . Разница в амплитудах ПС водо- и нефтегазоносных пластов составляет 15-30% и зависит от литологических свойств пород. Различие существенно для коллекторов слабоглинистых, для глинистых – менее заметно. Метод ПС можно более успешно применять для оценки нефтегазонасыщения коллекторов в комплексе с другими методами – электрическими, радиоактивными.

Основной вклад в естественную радиоактивность пород Вынгаяхинского месторождения вносят элементы: U, Th, с продуктами их распада и изотоп  $^{40}\text{K}$ . При рассмотрении поведения радиоактивности по глубине, наблюдается увеличение содержания U и Th и значения общей радиоактивности в силу уплотнения пород с глубиной. Наибольшей радиоактивностью обладают глубоководные илы, тонкодисперсные битуминозные глины, образовавшиеся в восстановительной обстановке.

Измеренные значения мощности экспозиционной дозы излучения скважинными радиометрами, дифференцируют песчаные и глинистые породы:

- Пески, песчаник рыхлый – 6-7 мкР/ч.
- Песчаник сцементированный глинистый – 10 мкР/ч.
- Алевриты, сильно глинистый песчаник – 12 мкР/ч.
- Глины, аргиллиты – 20 мкР/ч.
- Битуминозные глины – до 60 мкР/ч.

Для определения пористости коллекторов успешно применяется нейтронный метод по тепловым нейтронам, использующий зависимость

пористости от водородосодержания. Для надежного распознавания нефти- и водосодержащих пород по нейтронным методам по хлору, необходима концентрация вод не менее 100 г/литр.

Фильтрационно–емкостные свойства по изученным водоносным коллекторам отличаются в лучшую сторону: пористость составляет 20,3%, проницаемость 10,2 мД. Пористость коллекторов сеноманской продуктивной толщи по имеющимся определениям керна, изменяются от 26% до 38%. Средневзвешенное по мощности значение пористости составляет 30,8%.

Таблица 2.2

### Физические свойства горных пород

Порода	Плотность (г/см <sup>3</sup> )	Скорость продольных волн (км/с)	УЭС (Ом*м)	Содержание ЕРЭ (%)		
				К	U*10 <sup>4</sup>	Th*10 <sup>4</sup>
Глина	1.2-2.4	0.3-3.0	10-100	2.7	4.0	11.5
Аргиллит	1.7-2.9	0.9-4.5	20-200	2.7	4.0	11.5
Алевролит	1.8-2.8	0.8-4.0	20-200	1.7	2.9	10.4
Песчаник	2.0-2.9	0.8-4.5	100-1000	1.7	2.9	10.4
Известняк	1.8-2.9	1.0-5.5	100-1000	0.9	1.6	1.8

### ***3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований***

В районе Вынгаяхинского месторождения по материалам сейсмических исследований в рельефе поверхности фундамента выделяется Вынгаяхинский выступ, который имеет сундучную форму и ассиметричное строение.

Наиболее общую информацию о строении поднятия по различным горизонтам осадочного чехла, и связанных с ним отражающих границ, дают материалы сейсморазведочных работ, которые проводились на рассматриваемой территории с 1967г.

Вынгаяхинское локальное поднятие закартировано по отражающим горизонтам: «Г» (сеноман); «М» (апт); «Б» (верхняя юра); «Т» (подошва платформенных отложений). Наиболее выдержанными в отношении регистрации являются верхнеюрский сейсмический репер «Б», литологически связанный с кровлей битуминозных аргиллитов баженовской свиты и с

кровлей туронских глин, регионально распространенных в пределах Западносибирского региона.

### ***Геофизические исследования скважин***

Геофизические исследования скважин на Вынгаяхинском месторождении последнее время проводятся Ноябрьским управлением геофизических работ. Исследования проведены в разведочных и эксплуатационных скважинах, которыми вскрыты объекты подсчета запасов - пласты – Ю1 и Ю0, БП15-17, БП11, ПК1. Комплекс методов ГИС в эксплуатационных скважинах проводился в соответствии с приказом Министерства нефтяной промышленности 341 от 6.06.84 г. согласно РД 39-4-1063-84 (руководящему документу по типовому и обязательному комплексам геофизических исследований поисковых и разведочных, а также эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ).

Геофизические исследования в разведочных скважинах, в основном, выполнялись согласно утвержденному комплексу, включающему следующие методы:

- стандартный каротаж (КС и ПС) + БКЗ;
- индукционный каротаж (ИК);
- радиоактивный каротаж (ГК, ННКТ);
- инклинометрию;
- акустический каротаж (АК).
- Кроме того, в некоторых скважинах выполнены следующие виды исследований: микробоковой каротаж (МБК) и микрокавернометрия (МКВ); каверно-профилеметрия.

Проведены исследования УЭС пластов аппаратурой ВИКИЗ в 6 разведочных скважинах.

В целом используемые геофизические исследования скважин обеспечили решение следующих геологических задач:

- литологическое расчленение разрезов скважин;

- выделение коллекторов;
- определение емкостных свойств коллектора, проницаемости и нефтегазонасыщенности;
- определение местоположения ГВК, ВНК.

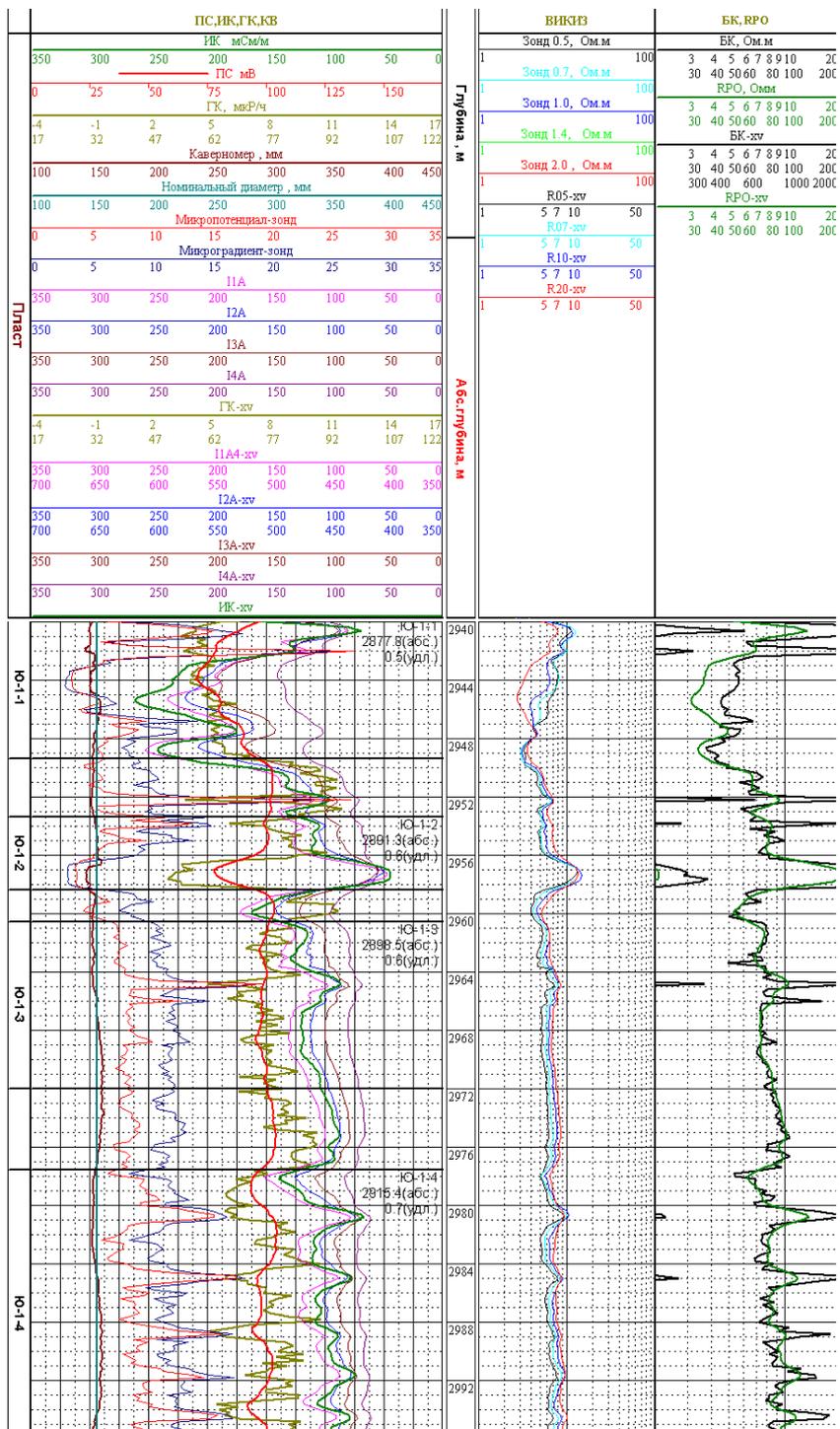


Рис 3.1 Данные ГИС в нефтяных горизонтах

#### 4 Основные вопросы проектирования

#### 4.1 Задачи геофизических исследований

ЦЕЛЬ РАБОТ: решение геологических задач по изучению разрезов скважин, выделению нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов, оценке их продуктивности комплексом геофизических исследований.

ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ:

- литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение коллекторов;
- определение емкостных свойств коллектора, проницаемости и нефтегазонасыщенности;
- определение местоположения ГВК, ВНК.

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

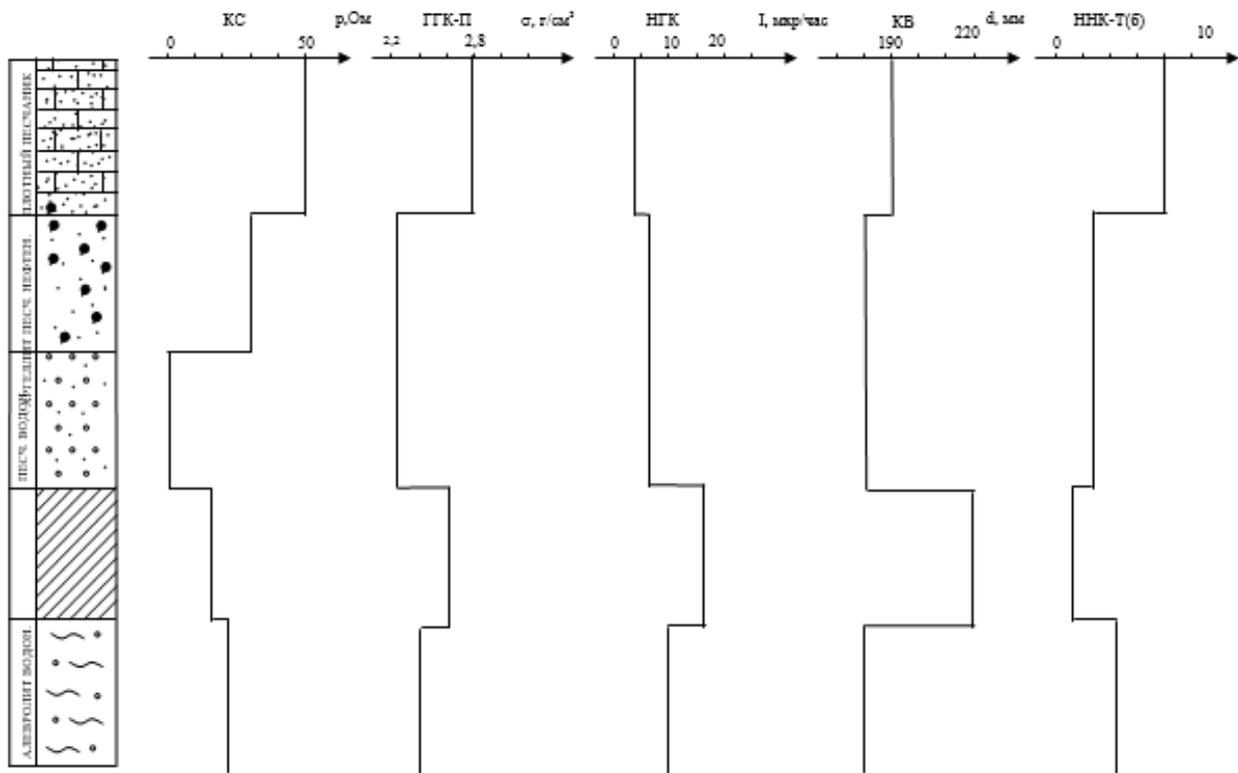


Рис 4.1 Физико-геологическая модель

Таблица 4.1 ФГМ в таблице

Горная порода	Удельное электрическое сопротивление $\rho_p$ , Омм	Естественная радиоактивность $\gamma$ , мкР/ч	Плотность $\delta$ , г/см <sup>3</sup>	Скорость продольной волны по породе $v_p$ , м/с
Глина	1-20	4-25	1.9-2.2	1200-2500
Песчаник	1000	1-15	2.0-2.5	1500-2500
Аргиллит	5-400	5-30	2.0-2.7	3000-6000
Алевролит	10-600	4-15	1.9-2.5	1300-2500

Геофизические исследования скважин на Вынгаяхинском месторождении последнее время проводятся Ноябрьским управлением геофизических работ. Исследования проводятся в разведочных и эксплуатационных скважинах, которыми вскрыты объекты подсчета запасов - пласты – Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>0</sub>, БП<sub>15-17</sub>, БП<sub>11</sub>, ПК<sub>1</sub>.

Геофизические исследования в скважинах, в основном, выполняются согласно утвержденному комплексу, включающему следующие методы:

- стандартный каротаж (КС и ПС);
- индукционный каротаж (ИК);
- БК;
- резистивиметрию;
- исследования УЭС пластов аппаратурой ВИКИЗ;
- радиоактивный каротаж (ГК, ННКТ);
- инклинометрию.

Кроме того, в некоторых скважинах выполняются следующие виды исследований: микробоковой каротаж (МБК) и микрокавернометрия (МКВ); каверно-профилеметрия (для вертикальных скважин).

Предусматривается количественное определение таких физических свойств горных пород как:

- удельное электрическое сопротивление -  $\rho_p$ ;
- объемная плотность -  $\sigma$ ;
- естественная гамма - активность -  $\gamma$ ;
- **нейтронная поглощающая активность -  $n$** ;
- скоростные характеристики -  $\Delta T, I_g \frac{U_1}{U_2}$ ;
- электрохимическая активность -  $\Delta U_{ПС}$ .

## **5 Методические вопросы**

### **5.1 Методика проектных геофизических работ**

*Стандартный каротаж (КС и ПС)* проводился во всех скважинах в масштабе глубин 1:200 с целью литологического расчленения геологического разреза скважин и корреляции пластов. *БКЗ* проводился в продуктивных интервалах с целью определения кажущегося УЭС. Масштаб записи кривой кажущегося сопротивления (КС) - 2.5 Ом/см, кривой ПС - 12.5 мВ/см, кривых БКЗ – 2,5 Ом/см. Скорость регистрации исследуемых параметров 1600-1800 м/ч, применяемая аппаратура К1А-723. Качество материала стандартного каротажа в основном удовлетворительное. Качество материалов БКЗ хорошее и удовлетворительное. При интерпретации кривых ПС Вынгаяхинского месторождения определен нижний предел величины  $\alpha_{ПС}$ , чтобы тот или иной песчано-глинистый пласт отнести к категории коллекторов или не коллекторов.

*Индукционный каротаж (ИК)* выполнен в масштабе глубин 1:200 аппаратурой К1А-723, со скоростью 1600-1800 м/час. Основными видами

погрешностей являлись смещение нуля и искажение масштаба записи. Исправление проводилось с привлечением данных БКЗ. В целом качество материалов хорошее и удовлетворительное.

*Боковой каротаж (трехэлектродный) (БК)* выполнен в большинстве скважин. Замеры проводились в скважинах в масштабе глубин 1:200. Применялась аппаратура К1А-723, скорость регистрации 1600-1800 м/ч. Погрешности связаны со смещением нуля записи и искажением масштабов данных. В целом качество материалов хорошее и удовлетворительное.

*Резистивиметрия* –выполнена в комплексе с БКЗ, БК, ИК, ПС.

*Радиоактивный каротаж (РК)* осуществлен методами гамма-каротажа (ГК) и нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам. Результаты ННКТ, в основном, использовались для литологического расчленения и определения пористости коллекторов –  $K_{п}$ . Радиоактивный каротаж проводился, главным образом, в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200 со скоростью 150-300 м/час, а в некоторых скважинах - по всему разрезу в масштабе 1:500 со скоростью записи 500-800 м/час. Применяемая аппаратура: РКС-3М (двух зондовый ННКТ и ГК) и приборы РК5-76 (2ННКТ и ГК). Детекторы ГК и ННКТ - сцинтилляторы, выполненные на базе NaI(Tl), или газоразрядные счетчики типа СНМ-18. Мощность используемых для записи ННКТ источников (Pu-Be) от  $0.7 \cdot 10^7$  до  $2.0 \cdot 10^7$  нейтронов/с. Постоянная времени интегрирующей ячейки выбиралась в зависимости от мощности источника излучения и поставленной задачи в диапазоне 1.5-3.0 сек. Для записи в масштабе глубин 1:200. Материал хорошего и удовлетворительного качества.

*Инклинометрия* проводилась по всему стволу всех скважин.

*Микрозондирование (МКЗ)* проведено в разведочных скважинах, выполнялось аппаратурой К3А-723, скорость 800-1200 м/ч. Основной метод выделения коллекторов. Качество материалов удовлетворительное.

*Каверно-профилеметрия (ДС)* выполнялась по всему стволу вертикальных скважин в масштабе глубин 1:500, в интервалах проведения БКЗ - в масштабе 1:200. Запись проводилась аппаратурой ПФ-73М со скоростью регистрации до 2000 м/ч. Кавернометрия выполнена во всех разведочных скважинах.

*Акустический картаж (АК)* выполнялся только в разведочных скважинах в интервале БКЗ в масштабе 1:200 модификациях АК по скорости ( $D_t$ ) и затуханию ( $\alpha$ ) продольных волн. Аппаратура USBA-21А, масштаб  $D_t$  - 20; 50 мкс/м/см, 0,5 В/см и 2 дБ/см. Материал, в основном, удовлетворительного качества

Все методы будут выполняться с компьютеризированной станцией «КЕДР-02».

Аппаратура лаборатории выпускается в блочном исполнении. Каждый из блоков представляет собой функционально законченное устройство. использование оборонных технологий и применение современной элементной базы ведущих зарубежных фирм обеспечивают высокую степень надежности аппаратуры геофизических лабораторий семейства "Кедр-02".



Рис.5.1 Геофизическая компьютеризированная лаборатория «Кедр-02»

Комплексная геофизическая компьютеризированная лаборатория "Кедр-02/1,5" - вариант с холодным резервированием основных блоков лаборатории.

Наличие таких сменных блоков позволяет быстро восстановить работоспособность лаборатории в случае отказа. Такое преимущество делает эту модель наиболее предпочтительной для работы в отдаленных районах.

Комплексная геофизическая лаборатория "Кедр-02" является базовым вариантом лабораторий семейства "Кедр-02". Предназначена для работы с одно- и трехжильными приборами с питанием постоянным и переменным током синусоидальной и прямоугольной формы, что позволяет работать практически со всеми известными приборами.

Структурная схема лаборатории "Кедр-02" показана на рисунке 5.2.

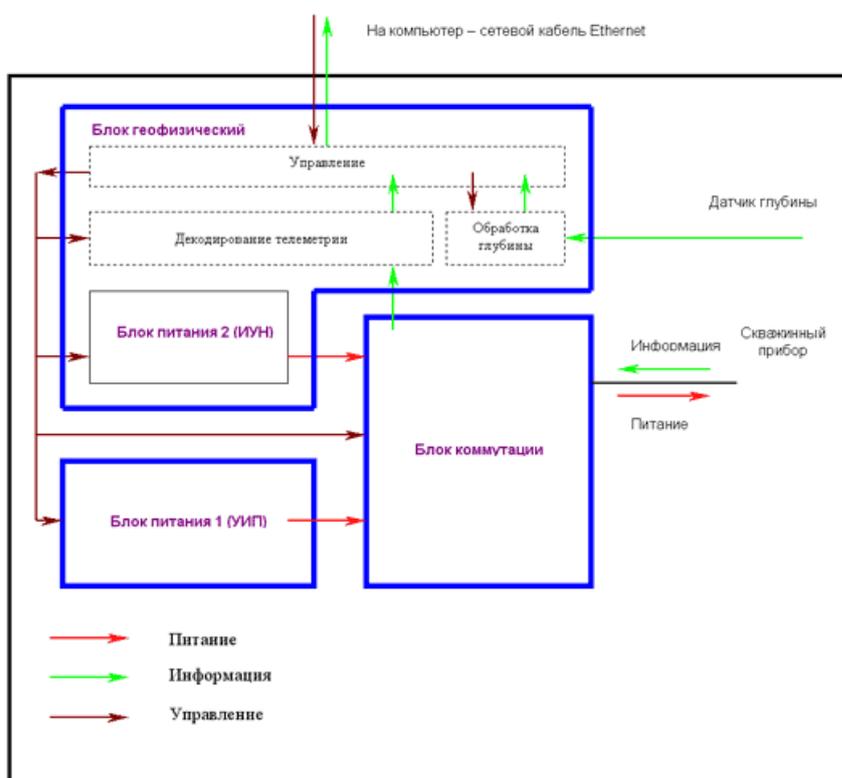


Рис.5.2. Структурная схема лаборатория «Кедр-02»



Рис.5.3. Внешний вид ПКС — 3,5Э



Рис.5.4 Рабочий отсек ПКС — 3,5Э



Рис.5.5 Комплексный спул ер



Рис.5.6 Лебедочный отсек ПКС —  
3,5Э



Рис.5.7 Лебёдка с каротажным  
кабелем.

Доставка приборов к интервалам исследований и каротаж будут производиться на грузонесущем 3-х жильном геофизическом кабеле КГ 3х1,5-70-150.

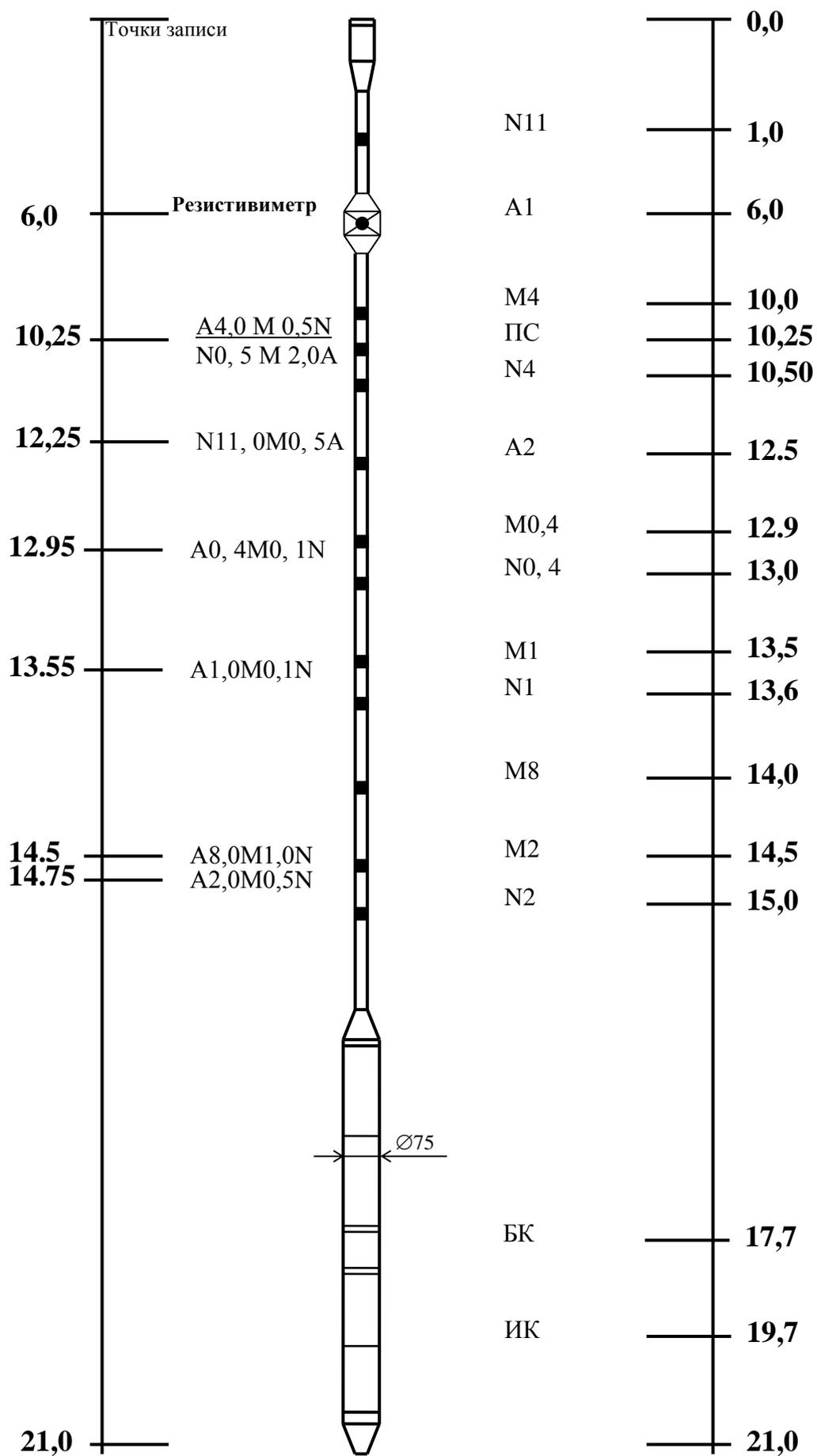
**Электрический каротаж** будет проводиться аппаратурой К1А-723М.

*Назначение:* Для проведения геофизических исследований в необсаженных нефтяных и газовых скважинах, заполненных промывочной жидкостью на водной основе. Отличаются малым диаметром, что позволяет их использовать при проведении исследований через буровой инструмент, обладают высокой производительностью и надежностью, удобны в эксплуатации. Прибор позволяет за один проход по интервалу исследований выполнить измерения комплексом зондов БКЗ, зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК (кроме ЭК-73П), резистивиметром, ПС.

Таблица 5.1 Характеристики прибора к1а-723м

	К1А-723-М
Длина (с зондом), мм	20470
Максимальный диаметр, мм	73
Масса, кг	80
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, МПа	80
Скорость каротажа м/ч	До 2000

Рис. 5.8 Прибор К1А – 723 М



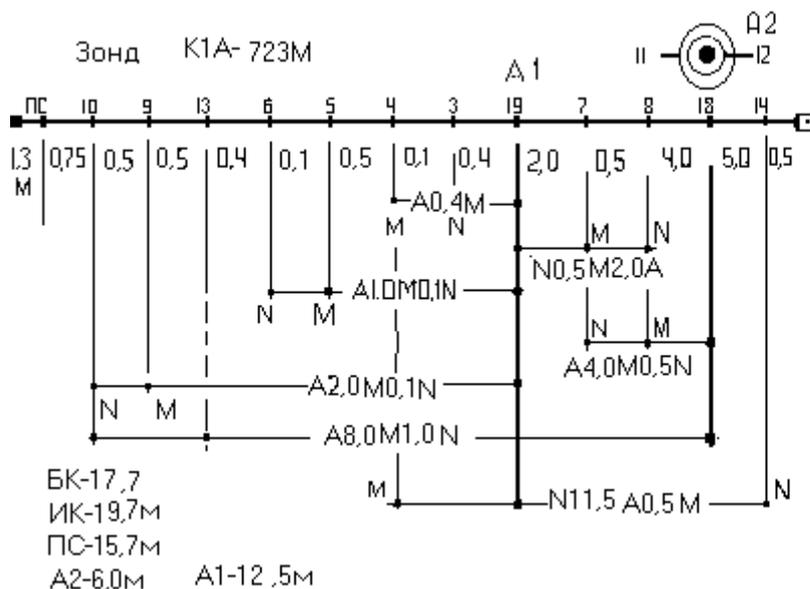


Рис. 5.9. Зонд К1А-723М

**БКЗ** будет выполняться 6 зондами с размерами зондов: А0,4М0,1N, А2,0М0,5N, А4,0М0,5N, А8,0М1,0N, N0,5М2,0N, А1,0М0,1N.

**БК** в составе к1а-723м будет выполняться трехэлектродным зондом. Скорость записи 1350 м/час

**Индукционный каротаж** будет осуществляться прибором ИК с длиной зонда 1м в составе к1а-723м, в интервале проведения БКЗ.

**Резистивиметрия.** Измерительный зонд это - градиент-зонд малого размера, расположенный в верхней части изоляционной косы скважинных приборов БКЗ. Требования к измерительному зонду заключаются в измерении значений УЭС жидкости в диапазоне не менее 0,1-30 Ом·м;

**Радиоактивный каротаж.** Для регистрации **ННКТ** и **ГК** в закрытом стволе будут применяться скважинные приборы РКС-3М (Рис. 5.10), РК5-76. Аппаратура регистрирует одновременно кривую **ГК** и кривые 2ННКТ большого и малого зондов.

РК 5-76 и РКС -3М предназначены для измерения мощности экспозиционной дозы (**ГК**) и водонасыщенной пористости пород (компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам 2ННКт) с привязкой показаний к элементам технологического оборудования по локатору муфт (ЛМ).

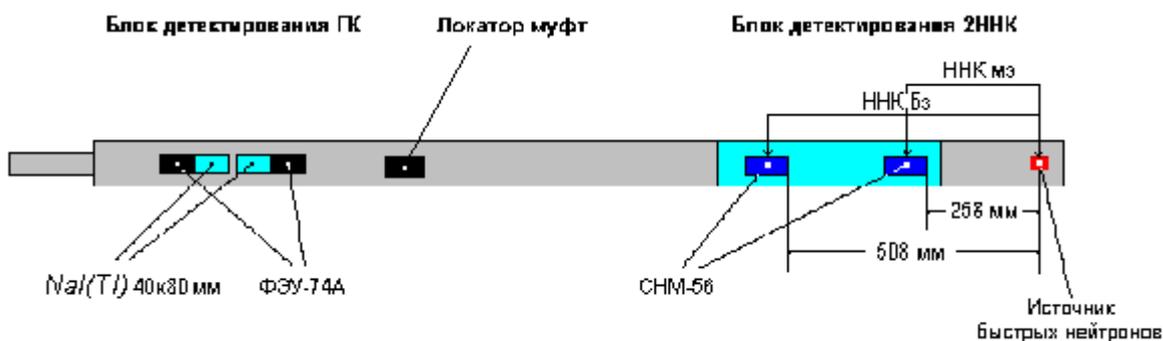


Рис.5.10. Схема зондовых установок прибора РКС-3М

Таблица 5.2. Характеристики прибора РКС-3М

	РКС-3М	РК5-76
ДЛИНА, ММ	3445	2628
МАКСИМАЛЬНЫЙ ДИАМЕТР, ММ	90	76
МАССА, КГ	54	43
МАКСИМАЛЬНАЯ РАБОЧАЯ ТЕМПЕРАТУРА, °С	120	120
МАКСИМАЛЬНОЕ РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ, МПА	40	45
СКОРОСТЬ КАРОТАЖА, М/Ч	≥800	≥800
ДИАМЕТР СКВАЖИНЫ, ММ	130-300	141-300

Инклинометрия будет проводиться инклинометрами омскими непрерывными ИОН-1.

Характеристики прибора ИОН-1 Таблица 5.3.

Длина, мм	2720
Максимальный диаметр, мм	73
Масса, кг	24
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, МПа	80
Скорость каротажа, м/ч	до 800

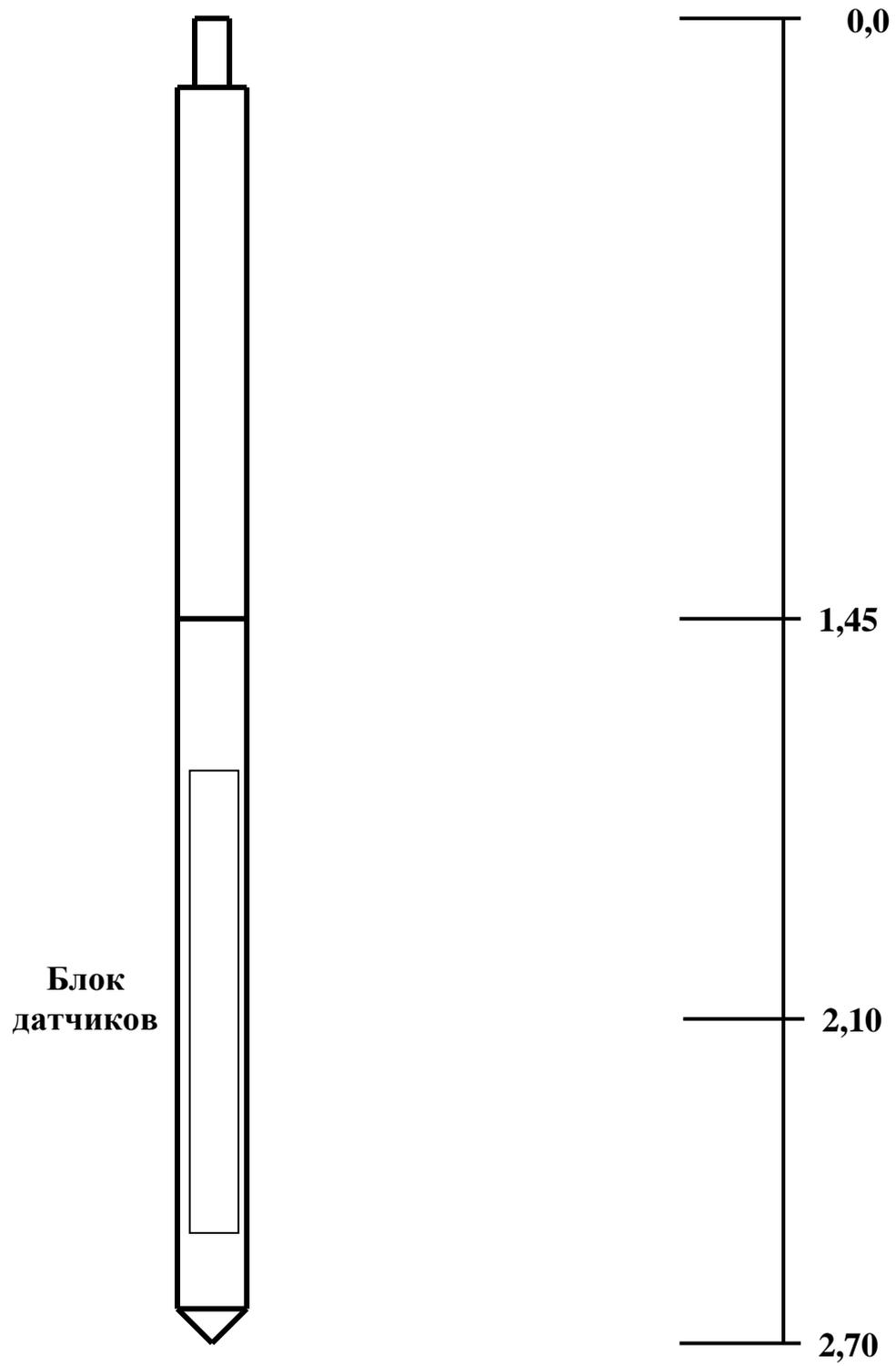


Рис.5.11. Прибор ИОН-1

## ***5.2 Интерпретация геофизических данных***

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС проводится на всех этапах бурения скважин, поисков, разведки и освоения нефтегазовых залежей и подразделяется на оперативную и сводную (площадную).

Оперативная интерпретация заключается в детальном изучении разреза скважины, выделении, количественном определении фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов и оценке их продуктивности (нефти-или газ насыщенности).

В процессе сводной интерпретации определяют параметры коллекторов и их площадное распределение, что необходимо для подсчёта запасов. При подсчёте запасов месторождений нефти и газа следует пользоваться петрофизическим обеспечением для исследуемой залежи в соответствии с требованиями «Инструкции о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчёту запасов нефти и горючих газов». М.: ГКЗ СССР, 1984.

### ***Литологическое расчленение и выделение коллекторов***

Глинам и глинистым породам соответствуют максимальные величины на кривых ПС, высокие ГК и низкие ННКТ, низкие значения УЭС (БК, БКЗ) и высокие ИК (по проводимости).

Карбонатизированным песчаникам соответствуют низкие значения ГК, высокие – ННКТ и электрических методов.

Отличительными признаками коллекторов являются: отрицательные аномалии ПС при «прямом поле ПС», уменьшение диаметра на диаграммах кавернометрии (наличие глинистой корки) и прямое расхождение кривых микрозондов, а также наличие радиального градиента по данным разноглубинных установок каротажа сопротивлений (БКЗ), низкие значения ГК, средние и повышенные – ННКТ. Для геологической интерпретации диаграмм ПС используются относительные значения  $\alpha$  ПС =  $U / U_{\max}$ , определяемые по

методу двух опорных пластов, где  $U$  — статическое отклонение потенциала ПС против пласта;  $U_{\max}$  — максимальное значение в изучаемом участке разреза. В качестве условной “нулевой линии”, от которой отсчитывались отклонение кривой ПС, использовалась, “линия глин”, которая для ряда скважин интервалов разреза Вынгайхинского месторождения практически сохраняется стабильной – регионально, прослеживаемые интервалы глин между пластами БП10 и БП11, ближе к кровле БП11. Теоретические показания СП:

$$U_{\max} = -K_{\text{сп}} \cdot \lg(R_{\text{ф}}/R_{\text{в}}) \cdot K_t, \text{ где (1)}$$

$$K_{\text{сп}} \approx 70 \text{ мВ (при } t = 20 \text{ }^\circ\text{C)},$$

$R_{\text{ф}}$  — удельное сопротивление фильтрата бурового раствора (исходное значение с уточняется по зондам БКЗ);

$R_{\text{в}}$  — удельное сопротивление пластовой воды  $= 0.12 \text{ } \Omega \cdot \text{мм}$ ;  $K_t$  — поправка за температуру пласта:

$$K_t = (273 + t_{\text{пл}}) / 293, \text{ (2)}$$

$t_{\text{пл}}$  —  $88 \text{ }^\circ\text{C}$  в пределах глубин объектов подсчета.

В, подавляющем большинстве скважин использовались фактические значения  $\alpha$  ПС. В анализе ранее проведенных работ  $\alpha$  ПС  $> 0,6$ .

### **Определение удельного электрического сопротивления (УЭС)**

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) горных пород является важнейшим геофизическим параметром для выделения продуктивных пластов.

Определения пористости. В объеме породы (коллектора) выделяются минеральный «скелет», как единый компонент, независимо от минералогического состава и размера зерен и поровое пространство «скелета», относительный объём которого равен  $K_{\text{пск}}$ .

В этом объёме, заполняя его полностью или частично, находятся глина, как в дисперсном, так и в агрегатированном состоянии, в том числе, и в виде

прослоев и тонких «линзочек», относительный объем которой  $K_{гг}$  равен сумме условно обозначаемых  $K_{гр}$  – рассеянной и  $K_{гт}$  – слоистой глинистостей:

$$K_{гг} = K_{гр} + K_{гт}. \quad (3)$$

Параметры, характеризующие описанную модель и подлежащие определению  $K_{пск}$ ,  $K_{гг}$ ,  $K_{п}$  могут быть найдены, как решение системы уравнений, связывающих их с показаниями нейтронного каротажа и ПС. В предыдущем отчете по подсчету запасов от 1984г обоснована взаимосвязь глинистости  $K_{гг}$  коллектора с  $A_{пс}$ .

$$K_{гг} = 0.304 - 0.269A_{пс} \quad (4)$$

$$K_{п} = W_{нк} - 0.4K_{гг} \quad (5)$$

В уравнении (5) в качестве водород содержания глинистого материала используется величина водород содержания в размытых глинах, принимаемая соответственно 0.4.

В случае отсутствия и брака замеров НКТ в исследуемых скважинах использовался упрощенный алгоритм, применяемый в подсчете запасов 1984 и 1993 гг по данным  $A_{пс}$ :

$$K_{п\ пс} = 0.106 + 0.14A_{пс} \quad (6)$$

Пласт БП15-17

Уравнения (4) и (5) использовались для определения пористости коллекторов в отложениях ачимовской пачки по данным комплекса НКТ-ПС, а в случае отсутствия или брака НКТ использовалось уравнение (6). Пласт Ю1-Ю2

В виду отсутствия данных по керну определение пористости производилось по соседнему месторождению аналогу – Новогоднему:

$$K_{п} = 9.434 + 11.455A_{пс} \quad (7)$$

Определение водород содержания по НКт

Обработка данных РК проводилась следующим образом. Определение водород содержания по НК осуществлялось в 2-х опорных интервалах – в размытых глинах с минимальными показаниями НКт и минимальным УЭС,

которые в большинстве своем регионально прослеживаются во всех скважинах и сохраняют постоянство петрофизических характеристик – между пластов БП10 и БП11, ближе к кровле пласта БП11. Водородосодержащие этих глин было принято 0.4, в соответствии с аналогичными оценками в предыдущих подсчетах запасов. Второй опорный пласт выбирался непосредственно в лучших по ПС интервалах пачки БП11. В скважинах с отбором керн из уравнений (4-5) из песчано-глинистой модели коллекторов было установлено, что для малоглинистых коллекторов БП11 водород содержание имеет модальное значение 0.25, а пористость меняется за счет изменения содержания рассеянного глинистого материала.

## ***6 СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ***

### **СИГНАЛЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МИКРОИМИДЖЕРА ДЛЯ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРЕХМЕРНОГО ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

В последние десятилетия происходит повсеместный переход к бурению скважин с горизонтальным завершением. При бурении горизонтальных участков скважин для своевременной корректировки траектории используют высокотехнологичные приборы, позволяющие проводить каротаж в процессе бурения. На данный момент в Российской Федерации работы с использованием приборов каротажа в процессе бурения выполняются, в основном, ведущими зарубежными сервисными компаниями, использующими свои приборы. В рамках реализации государственных программ импортозамещения НПП ГА «Луч» совместно с ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск разработан и апробирован на месторождениях Западной Сибири аппаратный комплекс «ЛУЧ» для каротажа в процессе бурения. Текущее развитие каротажного комплекса «ЛУЧ» связано с разработкой электрического микроимиджера для каротажа в процессе бурения.

Принцип работы зонда основан на методе микробокового каротажа, где ток измерительного электрода А0 фокусируется дополнительными

экранирующими электродами АЭ (рис. 6.1). Прибор выполняет измерения в процессе бурения, когда буровая колонна вращается, при этом азимутальное положение электрода А0 в скважине контролируется двумя ортогональными магнитометрами. Каротажные данные, полученные в ходе обработки измерений зонда, традиционно представляются в виде развертки по стенке скважины, так называемого «имиджа».

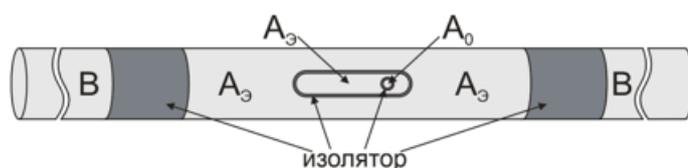


Рис. 6.1 – Схема электрического микроимиджера для каротажа в процессе бурения

С использованием разработанного на основе векторного метода конечных элементов программно-алгоритмического обеспечения выполнено численное моделирование сигналов электрического микроимиджера в реалистичных геоэлектрических моделях сред, изучено влияние скважинных условий, показана возможность применения прибора для решения задач геонавигации. В данной работе проводится сравнительный анализ сигналов разрабатываемого прибора и его аналога – прибора бокового электрического каротажа MicroScope™ компании Schlumberger (рис. 6.2).

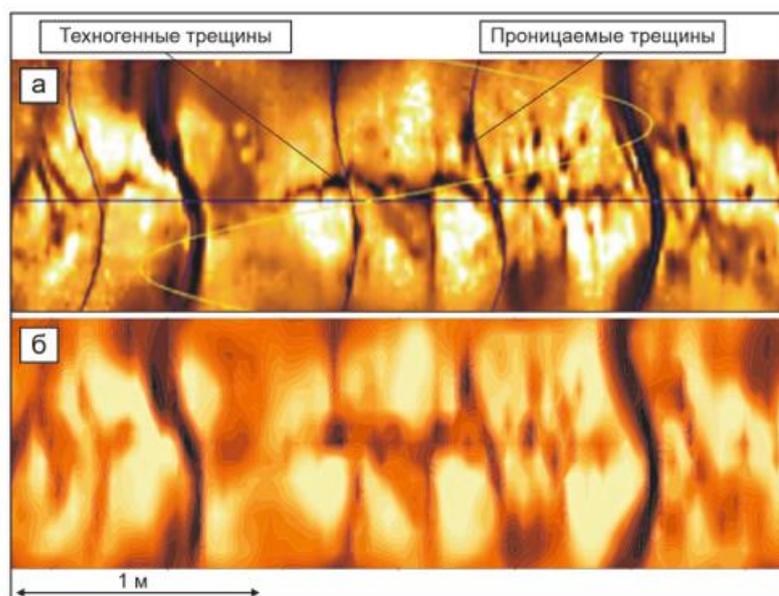


Рис. 6.2 – Имиджи кажущегося удельного электрического сопротивления: а) полученный в скважине прибором MicroScope™ компании Schlumberger, б) полученный в результате численного моделирования сигналов разрабатываемого зонда в аналогичной геоэлектрической модели

Результаты моделирования показывают хорошее соответствие между двумя диаграммами. На полученном в результате численного моделирования имидже выделяются все основные особенности: техногенные и проницаемые трещины, отдельные каверны. При этом на имидже повторяется геометрия трещин, что позволяет достоверно определить их ориентацию в пространстве, а, следовательно, и направление главных осей тензора напряжений вблизи скважины. Полученные данные показывают высокую разрешающую способность микроимиджера: прибор способен выявлять тонкие пропластки мощностью сравнимой с диаметром токового электрода А0. Выделение каверн на имидже позволяет получить информацию о вторичной пористости коллектора, что представляет особенный интерес при изучении карбонатных месторождений, где вторичная пористость может составлять значительную часть общей пористости.

Таким образом, с использованием разработанного программно-алгоритмического обеспечения численного моделирования сигналов электрического микроимиджера, проведён сравнительный анализ

возможностей разрабатываемого зонда и его западного аналога. Результатами моделирования показано, что новый прибор не уступает аналогу в выявлении таких тонких особенностей, как тещины и каверны и может успешно применяться в предлагаемой конфигурации для изучения коллекторов на предмет трещиноватости, определения напряженно-деформированного состояния и изучения вторичной пористости.

## ***7 Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение***

### **Организационно-экономический раздел.**

В связи с многообразием геофизических методов при решении большинства геологических задач возникает проблема выбора наиболее информативных методов и определения последовательности их применения с целью получения максимального эффекта. Такой эффект может быть достигнут лишь при рациональном комплексировании геофизических методов. Под рациональным комплексом понимается геологически и экономически обоснованное сочетание геофизических методов и сопутствующих геологических видов работ с целью эффективного решения геологической задачи. Выбор рационального комплекса достаточно сложен и строго индивидуален, т.е. зависит от конкретной задачи и множества факторов. На практике при проектировании геофизических исследований должен быть учтен весь накопленный опыт работ в сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения. Данная глава предлагает расчет затрат времени, стоимости работы комплексной партии ГИС при выполнении комплекса ГИС для одной из бурящихся скважин Вынгаяхинского месторождения нефти.

### **7.1 Организационная структура и основные направления деятельности предприятия.**

Проектируемые работы будут выполняться силами промышленно-геофизической партии, входящей в состав ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика». Финансирование производственных партий осуществляется за счет заказчика. В начале года, между заказчиком и исполнителем заключается договор на проведение промышленно-геофизических исследований, где указывается объем работы в физическом и денежном выражении, а также ориентировочно сроки и последовательность исследований.

Акционерное общество «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», в дальнейшем именуемое «общество», является открытым акционерным обществом. Общество является юридическим лицом, действует на основании устава и законодательства Российской Федерации. Общество создано без ограничения срока его деятельности в соответствии с Указами Президента Российской Федерации «Об организационных мерах по преобразованию государственных предприятий, добровольных объединений государственных предприятий в акционерные общества» от 1 июля 1992 г. №721 и «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения» от 17 ноября 1992 г. № 1403 путем преобразования государственного предприятия ПО «Ноябрьскнефтегазгеофизика» и является его универсальным правопреемником. Общество создано 06.05.1994 г. с наименованием АООТ «Ноябрьскнефтегазгеофизика». 26.08.1996 г. наименование общества изменено на ОАО «Ноябрьскнефтегазгеофизика». 25.06.1999 г. наименование общества изменено на ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика». Полное наименование предприятия: Открытое акционерное общество

«Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика». Сокращенное: ОАО «Газпромнефть-ННГГФ». 28.10.2007г. предприятие переименовано в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика». В настоящее время ОАО «Газпромнефть-ННГГФ» является одним из крупных геофизических предприятий Западной Сибири. В Обществе работает более 900 человек. Общество выполняет геофизические работы в Ноябрьском и Пуровском регионах Ямало-Ненецкого округа, а также в Ханты-Мансийском округе.

С ОАО «Газпромнефть-ННГГФ» сотрудничают фирмы: ЗАО «Лукойл», ЗАО «Геойлбент», ОАО «Пурнефтегаз», «Шлюмберже» и ряд научно-исследовательских институтов, в том числе, академических и оборонных.

На основе самостоятельного, с 1989 года, выполнения Обществом научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), финансируемых за счет Минэнерго РФ, в ОАО «Сибнефть-ННГГФ» сформировалось подразделение, занимающееся решением научно-производственных проблем путем создания временных творческих коллективов из ведущих специалистов Общества. Для выполнения НИОКР созданы конструкторско-технологическое подразделение, центральная лаборатория по внедрению новой техники и технологии, мастерские. Часть изделий по разработкам изготавливается на машиностроительных предприятиях России. Среди дочерних предприятий ОАО «Газпромнефть» на долю ОАО «Газпромнефть-ННГГФ», приходится наибольшее число патентов, полученных в результате выполнения НИОКР. Творческая деятельность Общества позволила создать ряд технологий и образцов техники, используемых и на других геофизических предприятиях Российской Федерации.

Организационная структура ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика».

Целью общества является извлечение прибыли. Общество имеет гражданские права и несет гражданские обязанности, необходимые для

осуществления любых видов деятельности, не запрещенных федеральными законами, общество может заниматься только на основании специального разрешения (лицензии).

Общество осуществляет следующие основные виды деятельности:

- проведение промыслово-геофизических исследований в структурных, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах с целью расчленения геологического разреза, выявления продуктивных горизонтов, оценки коллекторских свойств пород, вскрытия пластов, изучения технического состояния скважин и контроля за разработкой месторождения, другие нетрадиционные методы интенсификации добычи нефти и газа;
- проведение научно-исследовательских, опытно-методических, опытно-конструкторских и других работ, направленных на повышение геологической и экономической эффективности геофизических исследований, совершенствование методики и техники их проведения;
- разработка, испытание и внедрение новых технических средств и технологий для изучения недр, вторичного вскрытия, интенсификации добычи углеводородного сырья;
- проведение с нефтедобывающими объединениями, научно-исследовательскими организациями и другими контрагентами работ по промыслово-геофизическим, сейсморазведочным, метрологическим, пуско-наладочным, научно-исследовательским и другим видам работ;
- хранение и применение взрывчатых материалов и радиоактивных веществ, изделий из них, оборудование и приборов, используемых при взрывных работах и работах с использованием источников ионизирующих излучений;
- строительные, строительномонтажные, ремонтно-строительные, отделочные работы, проектно-сметные работы;
- эксплуатация инженерных сетей, линий электропередач, электроподстанций, электрооборудования, эксплуатация сетей тепло-,

водоснабжения и канализации, содержание жилищного фонда и нежилых помещений;

- внешнеэкономическая деятельность в соответствии с действующим законодательством;
- автотранспортная деятельность, погрузочно-разгрузочные работы и другая деятельность, связанная с осуществлением транспортного процесса, ремонт и техническое обслуживание транспортных средств;
- подготовка, повышение квалификации и переподготовка кадров;
- организация маркетинга продукции и услуг;
- первичная (доврачебная) медико-санитарная помощь.

Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах, и может быть в зависимости от объема работ и организационной структуры, комплексной или специализированной. При выполнении геологического задания используется комплексная партия по проведению ЭРК (электрорадиокаротажа согласно “Межотраслевых норм времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ” партия должна состоять из пятерых человек: начальника партии, геофизика (инженера-оператора), каротажника 4-го разряда и двух машинистов 6-го разряда.

На предприятии обязанности каротажника распределены между машинистом и мотористом, его оклад также распределен между ними. Поэтому состав партии (рис. 7.1) будет состоять из четырех человек: начальника партии, геофизика (инженера-оператора), машиниста и моториста.

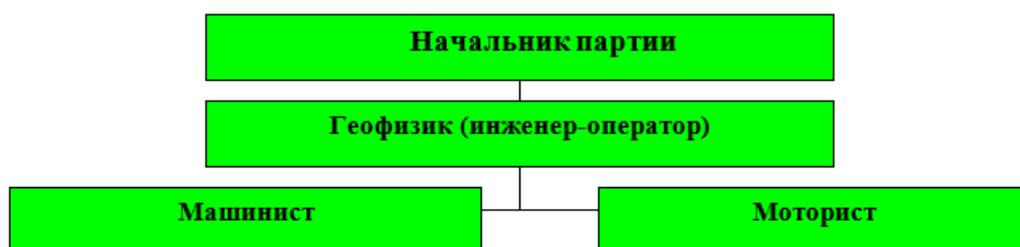


Рис. 7.1 Состав комплексной геофизической партии

Согласно «Межотраслевым норм времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» комплексная партия должна состоять из пятерых человек: начальника партии, геофизика, каротажника четвертого разряда и два машиниста пятого разряда.

## **7.2 Смета расходов на проектируемые работы**

Проектом предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований в скважине № NN Вынгаяхинского месторождения нефти с целью определения ФЕС пород-коллекторов.

Таблица 7.1 Комплекс проектируемых работ

Метод	Масштаб	Интервал
Стандартный каротаж (КС, ПС)	1:500, 1:200	1700-3090
БКЗ (6 зондов различной длины)	1:500, 1:200	1700-3090
Боковой каротаж	1:500, 1:200	1700-3090
Резистивиметрия	1:200	1700-3090
Индукционный каротаж	1:500, 1:200	1700-3090
Инклинометрия	1:200	1700-3090
Радиоактивный (ГК, ГГКП, ННКТ)	1:500, 1:200	1700-3090

Электрический каротаж будет проводиться аппаратурой К1А-723М. Прибор предназначен для измерения кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород (в дальнейшем - КС) зондами бокового каротажного зондирования (БКЗ) и трёх электродного бокового каротажа (БК), потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), удельного электрического сопротивления промывочной жидкости ( $\rho_0$ ), кажущейся электрической проводимости горных пород (УЭП) зондом индукционного каротажа (ИК).

Стандартный каротаж будет выполняться прибором К1А-723М в масштабе записи кривых ПС - 25.0 мВ/см (зондом N11.0M0.5A) и КС - 5.0 Ом/см. Скорость записи - 1350 м/час.

БКЗ будет выполняться 6 зондами с размерами зондов: A0.4M0.1N, A2, 0M0.5N, A4, 0M0.5N, A8,0M1,0N, N0.5M2,0N, A1,0M0,1N. Исследования методом БКЗ будут проводиться прибором К1А-723М, в продуктивных интервалах с сохранением единого масштаба записи, равного масштабу записи стандартным зондом - 5 Ом/см. Скорость записи - 1350 м/час. Регистрация кривых КС будет осуществляться в логарифмическом масштабе.

Боковой каротаж будет выполняться трехэлектродным зондом. Скорость записи 1350 м/час.

Индукционный каротаж будет осуществляться прибором ИК с длиной зонда 1м, в интервале проведения БКЗ. Масштаб записи кривой ИК - 50 мСим/см. Скорость записи - 1350 м/час. Контрольная запись не менее 50 м в интервале продуктивного пласта.

Резистивиметрия будет выполняться скважинными резистивиметрами.

Масштаб записи – 1 Ом/см, скорость регистрации - 1350 м/час.

Для регистрации ННКТ и ГК в закрытом стволе будет применяться скважинный прибор РКС-3М. Аппаратура регистрирует одновременно кривую ГК и кривые ННКТ большого и малого зондов. Каротаж в закрытом стволе будет проводиться при подъеме со скоростью записи при детальном исследовании в масштабе 1:500 – 600м/ч (по всему стволу), 1:200 - 450 м/ч (в интервале исследования продуктивных пластов). Масштаб регистрации канала ГК - 1.2 мкР/час/см, для канала ННКТ малым и большим зондами - 0.24 усл.ед/см.

Инклинометрия будет проводиться инклинометрами омскими непрерывными ИОН-1 со скоростью записи кривых – 800 м/ч.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал-4320 ПКС —3,5Э. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного бронированного геофизического кабеля. Кабель будет размечаться магнитными метками через 10 м, двойными - через 100 м и контрольными тройными - через 500 м, с помощью стационарной установки УРС - 1010.

Геофизические исследования в скважинах будут выполняться по письменным заявкам (телетайпу, телефону), переданным в диспетчерскую службу управления геофизических работ (УГР) нефтегазодобывающими управлениями (НГДУ), управлениями буровых работ (УБР), партиями (отрядами) Общества.

Все виды геофизических работ будут проводиться по стандартному комплексу для решения конкретных задач, или по специальному плану, составленному Заказчиком и согласованному с главным геологом Общества (УГР) и главным инженером УГР.

### ***РАСЧЕТ ЗАТРАТ ВРЕМЕНИ И СТОИМОСТИ РАБОТ***

Проектом предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований в скважине № NN Вынгаяхинского месторождения нефти с целью определения ФЕС пород-коллекторов.

В нормы времени введены коэффициенты за геологический разрез, в котором будет производиться данные работы (глубина скважины, газовый фактор, работа через лубрикатор и т.п.), которые сразу заложены в программу обсчета акт-наряда.

Кроме этих коэффициентов к нормам времени применяются поправочные коэффициенты:

1. Коэффициент за температуру:

- в осенне-зимний период при температуре ниже  $-20^{\circ}\text{C}$  - 1,34;
- в летний период выше  $35^{\circ}\text{C}$  - 1,17.

2. Коэффициент за угол наклона скважины:

- при проведении геофизических исследований в наклонно-направленных скважинах с углом наклона от  $25^{\circ}$  до  $45^{\circ}$  - 1,15;
- при углах наклона более  $45^{\circ}$  время учитывается по фактическим затратам.

Поставленная задача «Определение ФЕС пород-коллекторов». Для ее решения Заказчик подает заявку в ЦИТС (диспетчерскую службу НУГР), согласно которой выдается наряд на проведение геофизические исследования.

Стоимость исследований геофизической партии определяется произведением стоимости «партии-часа» на время по норме. Общая стоимость включает в себя ещё и расценки на интерпретацию.

Партия-час – это все затраты, которые связаны как с основным производством, так и с содержанием всего каротажного предприятия за определенный промежуток времени (в нашем случае за один час). Расчёт ведётся следующим образом:

Таблица 7.2

**Расчет стоимости партия-часа  
комплексной партии по обслуживанию разведочного и  
эксплуатационного бурения**

Наименование показателей	Величина показателей	
	сумма, руб.	примечание
1. Заработная плата	241 656	
2. Единый социальный налог	65 489	
3. Амортизация	332 715	
4. Износ кабеля	12 375	
5. Материалы и износ МБП	24 166	
6. ГСМ	27 313	
Итого прямых затрат:	703 714	
7. Услуги вспомогательных производств и со стороны	246 300	
Итого основных затрат:	950 014	
8. Накладные расходы	142 502	
9. Рентабельность	218 503	
Всего затрат за месяц:	1 311 020	
Стоимость 1 партия-часа:	7 897,71	

Исходные данные для расчета стоимости

1. Численность работников комплексной партии, чел.	4	
2. Средняя заработная плата, руб.	60 414	
3. Стоимость основных средств	15 763 216	
Наземная станция - регистратор	2 038 370	
подъемник ПКС-3.5Э	5 325 448	
прибор К1А-723 М	1 158 538	
ВИКИЗ	3 125 866	
ПФ-73	904 424	
ИОН-1	926 284	
РК-5-76	-	
РКС-3М	1 010 988	
КЗА-723	1 273 298	
4. Стоимость геофизического кабеля, руб./км	33 000	
5. Стоимость ГСМ:		
1 л дизтоплива	40,50	
1 кг автомобильного масла	68,57	
1 кг трансмиссионного масла	61,96	
6. Нормы расхода ГСМ, л:		
на 100 км пробега		
УРАЛ-4320		49,0

на 1 моточас работы		10,0
авт. масло, л/100 л топл.		2,4
трансм. масло, л/100 л топл.		0,3
7. Время работы, %:		
подъемника на стационаре		75
проезда партии на скважину и обратно		25
8. Пробег 1 ед. автомобильного транспорта в год		24913
9. Годовой календарный фонд рабочего времени, час		1993
10. Общий расход ГСМ, л		
дизтоплива		2263
автомобильного масла		43,45
трансмиссионного масла		5,43

Таким образом, стоимость «партии-часа» работы промышленно-геофизической партии, которая будет выполнять проектируемые исследования, составляет 7 897,81 руб.

Расчет стоимости работ по интерпретации материалов ГИС

Стоимость работ по интерпретации материалов ГИС по ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» составляет 40 % от стоимости выполненных исследований в скважине. Т.е. стоимость работ по интерпретации материалов геофизических исследований с определения ФЭС пород-коллекторов составляет

$$290876,34 * 40\% = 116350,54 \text{ руб.}$$

Таблица состоит из 11 столбцов:

1. Код операции (для быстрого поиска информации в сборнике нормативов);
2. Наименование работ;
3. Единица измерения выполненного объема работ;
4. Код коэффициента за отказы заказчика (в данном случае это 5-резерв=1);
5. Номер спускоподъемной операции (1- спуск и начало работы с прибором, 2- подъем прибора; нечетный номер- спуск, четный - подъем);
6. Количество повторений (дублирование операции) (Д);
7. Код коэффициента за условия спуско - подъема (расшифровка во второй строке над таблицей); в данном случае это 0 - открытый ствол ( $k_{от}=1$ ); в третьей строке коэффициенты (за вязкость и др.);
- 8-9. Интервал работ;
10. Объем работ (h);

## 11. Рассчитанное время по норме (Т)

Пример рассчитанного акт-наряда приведён в приложении 4.

**Схема расчета суммарного времени работы партии следующая:**

### *Подготовительно-заключительные работы:*

ПЗР на базе, ПЗР на скважине, определение глубины забоя. Время на каждую операцию берется из сборника нормативов:

$$T = T_H, \quad (7.1)$$

где Т- время по норме;

$T_H$  - нормативное время на выполнение одной операции определенного вида работ.

В сборнике нормативов время дано в минутах, а в акт-наряде на геофизические работы оно переводится в доли часа.

### *Обязательный комплекс ЭРК*

#### *Первый спуск:*

$$T = T_{всп} + ((T_{сп} * K_{сп} * (2H - h) + T_3 * h) K_y * D, \quad (7.2)$$

где  $T_{всп}$  – время вспомогательных работ на монтирование приборов;

$T_{сп}$  – нормативное время на спускоподъемные операции на 1м (в сборнике нормативов);

$K_{сп}$  – коэффициент за условия спуско-подъёма;

$T_3$  - нормативное время на замер прибором интервала в 1м (в сборнике нормативов);

$H$  – глубина проведения замера в скважине (от устья до нижней границы интервала замера);

$h$  - Интервал замера (исследования в скважине);

$K_y$  – повышающий коэффициент за угол наклона скважины;

$D$  – дублирование операции.

#### *Второй и последующие спуски:*

$$T = ((T_{сп} * K_{сп} + T_3) h * K_y) D \quad (7.3)$$

#### *Проезд к месту проведения работ и обратно*

$$T = T_{пр} * L \quad (7.4)$$

где  $T_{пр}$  – нормативное время на проезд партией расстояния в 1 км по определённом типу дорог (в сборнике нормативов);

$L$  – Расстояние от базы до места проведения работ.

Таким образом:

***Подготовительно-заключительные работы:***

ПЗР на базе по формуле -  $T = T_H = 58 \text{мин} = 0.97 \text{ч}$

ПЗР на скважине по формуле -  $T = T_H = 69 \text{мин} = 1.15 \text{ч}$

Определение глубины забоя по формуле -  $T = T_H = 5 \text{мин} = 0.08 \text{ч}$

***Геофизические работы:***

***Первый спуск рассчитывается по формуле (7.2):***

$$T = T_{всп} + ((T_{сп} * K_{сп} * (2H - h) + T_3 * h) * K_y) * D$$

Кавернометрия, профилометрия (2008) по формуле (7.2)  $T_3 = 4.8 \text{мин}$ ,

$T_{всп} = 15 \text{мин}$ ,  $T_{сп} = 1.1 \text{мин}$ ,  $H = 8.2$ ,  $h = 2.89$ ,  $D = 1$ ,  $K_{сп} = 1$ ,  $K_y = 1.15$

$$T = 15 + ((1.1 * 1 * (2 * 8.2 - 2.89) + 4.8 * 2.89) * 1.15) * 1 = 48,04 \text{мин} = 0,80 \text{ч}$$

Ст. каротаж+БКЗ-6з+Рез. +БК+ИК(2015) по формуле (7.2)  $T_3 = 4.8 \text{ мин}$ ,

$T_{всп} = 15 \text{мин}$ ,  $T_{сп} = 1.1 \text{мин}$ ,  $H = 8.2$ ,  $h = 2.89$ ,  $D = 1$ ,  $K_{сп} = 1$ ,  $K_y = 1.15$

$$T = 15 + ((1.1 * 1 * (2 * 8.2 - 2.89) + 4.8 * 2.89) * 1.15) * 1 = 48,04 \text{ мин} = 0,80 \text{ч}$$

Инклинометрия (2097) по формуле (7.2)  $T_3 = 9.6 \text{ мин}$ ,  $T_{всп} = 15 \text{мин}$ ,

$T_{сп} = 1.1 \text{мин}$ ,  $h = 2.89$ ,  $D = 1$ ,  $K_{сп} = 1$ ,  $K_y = 1.15$

$$T = 15 + ((1.1 * 1 * (2 * 8.2 - 2.89) + 9.6 * 2.89) * 1.15) * 1 = 63,9 \text{мин} = 1,06 \text{ч}$$

Гамма-каротаж (2183) по формуле (7.2)  $T_3 = 18 \text{ мин}$ ,  $T_{всп} = 15 \text{мин}$ ,

$T_{сп} = 1.1 \text{мин}$ ,  $h = 2.89$ ,  $D = 1$ ,  $K_{сп} = 1$ ,  $K_y = 1.15$

$$T = 15 + ((1.1 * 1 * (2 * 8.2 - 2.89) + 18 * 2.89) * 1.15) * 1 = 91,91 \text{мин} = 1,53 \text{ч}$$

***Второй и последующие спуски:***

$$T = ((T_{сп} * K_{сп} + T_3) * h * K_y) * D$$

Кавернометрия, профилометрия  $T_3 = 4.8 \text{мин}$ ,

$T_{всп} = 15 \text{мин}$ ,  $T_{сп} = 1.1 \text{мин}$ ,  $H = 8.2$ ,  $D = 1$ ,  $K_{сп} = 1$ ,  $K_y = 1.15$  при  $h = 0.5$

$$T = ((1.1 * 1 + 4.8) * 0.5 * 1.15) * 1 = 3,39 \text{ мин} = 0,05 \text{ч}$$

Ст. каротаж+БКЗ-6з+Рез. +БК+ИК(2015) по формуле (7.3)  $T_3 = 4.8 \text{ мин}$ ,

$T_{\text{всп}} = 15 \text{ мин}, T_{\text{сп}} = 1.1 \text{ мин}, H = 8.2, h = 0.5, D = 1, K_{\text{сп}} = 1, K_{\text{у}} = 1.15$

$$T = ((1.1 * 1 + 4.8) * 0.5 * 1.15) * 1 = 3,39 \text{ мин} = 0,05 \text{ ч}$$

Инклинометрия  $T_3 = 9.6 \text{ мин}, T_{\text{всп}} = 15 \text{ мин},$

$T_{\text{сп}} = 1.1 \text{ мин}, H = 8.2, h = 0.5, D = 1, K_{\text{сп}} = 1, K_{\text{у}} = 1.15$

$$T = ((1.1 * 1 + 9.6) * 0.5 * 1.15) * 1 = 6,15 \text{ мин} = 0,10 \text{ ч}$$

Гамма-каротаж по формуле -  $T_3 = 18 \text{ мин}, T_{\text{всп}} = 15 \text{ мин},$

$T_{\text{сп}} = 1.1 \text{ мин}, H = 8.2, h = 0.5, D = 1, K_{\text{сп}} = 1, K_{\text{у}} = 1.15$

$$T = ((1.1 * 1 + 18) * 0.5 * 1.15) * 1 = 10,98 \text{ мин} = 0,18 \text{ ч.}$$

***Проезд:***

$$T = 1.2 * 200 = 240 \text{ мин} = 4 \text{ ч}$$

$$T = 1.8 * 100 = 180 \text{ мин} = 3 \text{ ч}$$

**Таким образом, за работы на скважине NN заказчик должен заплатить 17.77ч \* 7 897,81 руб. = 139791,24 руб. - стоимость геофизических работ по акт-наряду.**

**139791,24 руб. + 55916,50 руб. = 195707,74 руб. – общая стоимость работ (в т.ч. интерпретация).**

## 8 СЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с пунктом 13.1 статьи 13 Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 "О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03" лица, работающие с ПЭВМ более 50% рабочего времени (профессионально связанные с эксплуатацией ПЭВМ), должны проходить обязательные предварительные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры в установленном порядке.

Нормальная продолжительность рабочего времени согласно статье 91 Трудового кодекса РФ не может превышать 40 часов в неделю.

Согласно статье 92 Трудового кодекса РФ сокращенная продолжительность рабочего времени при проведении работ профессионально связанных с эксплуатацией ПЭВМ не предусмотрена.

В соответствии со статьей 108 Трудового кодекса РФ в течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ СНиП 2.04.05-91 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ

3. Отклонение параметров микроклимата	+	+	СНиП 23-05-95 СНиП 21-01-97 ОСП-72/87 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ НРБ-99
4. Превышение уровня шума	+	+	
5. Недостаточная освещенность рабочего места	+	+	
6. Превышение уровня ионизирующих излучений при работе с радиоактивными веществами			

## ***8.2 Анализ вредных опасных факторов и мероприятия по их устранению***

***Опасные производственные факторы – воздействия, которых определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.***

### ***Полевые работы***

***1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:***

#### ***Источники***

- организационные (нарушение правил и инструкций, недостатки в обучении персонала);
- технические (ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа, отсутствие ограждений);
- психофизические (переутомление, не соответствует психологический показатель данной профессии).

При работе с электрическим током необходимо соблюдать электробезопасность.

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Сборку и разборку электрических схем, ремонт

проводов, а также проверку исправности цепей следует выполнять при выключенном источнике тока. Подобные работы должны производить не менее двух исполнителей, имеющих соответственный допуск по электробезопасности. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- -защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний -устройством зануления;
- применением специальных схем защитного отключения;
- электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях.

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

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам.

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

аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спец обувь, спецодежда). Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Рабочие и инженерно - технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

### ***3. Отклонение параметров микроклимата***

Метеоусловия - это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток.

В Инструкции о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре - 27°C, -29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°C, - 35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре -35°C, -39°C с ветром силою не более 3 баллов без ветра - 40°C работы на открытом воздухе прекращаются.

ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

### ***4. Превышение уровня шума***

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы. Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится в зависимости от характера работ.

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты.

#### ***5. Недостаточная освещенность рабочего места***

Освещение рабочего места характеризуется освещенностью. По источнику излучения светового потока различают: естественное, искусственное и совмещенное освещение. Естественный свет, излучаемый солнцем, несет необходимые человеку ультразвуковые лучи и обладает высокой диффузностью, которая благоприятно для зрительного условия работ. Помещения с постоянным пребыванием людей, должны иметь естественное освещение

Освещенность при ПГИС в темное время суток должна быть не менее:

- мерного (нижнего) ролика блок-баланса 50Лк;
- подвесного ролика 20Лк;
- места выполнения работ со скважинными приборами 100Лк;
- пути прохождения геофизического кабеля и площадки для подключения каротажной станции и заземляющих проводников, рубильника 50Лк;

- мест переноски скважинных приборов и переходов персонала 20Лк;
- площадки для установки геофизического оборудования и трассы силовых и соединительных проводов 20Лк;
- мест установок розеток и т.д. 50Лк.

**ПРИМЕЧАНИЕ:** Приведенные величины освещенности для ламп накаливания, при использовании люминесцентных ламп освещенность увеличить на 20Лк.

*б. Превышение уровня ионизирующих излучений при работе с радиоактивными веществами*

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

**Радиационный контроль осуществляется службой РБидК ОАО "Газпром нефть-ННГГФ" и работниками УГР, назначенными соответствующими приказами.**

Радиационный контроль должен включать в себя:

- контроль за уровнями ионизирующего излучения на рабочих местах, на поверхности защитных устройств и приспособлений, в

смежных помещениях и на прилегающих участках территории объектов;

- постоянный дозиметрический контроль облучения персонала;
- контроль за уровнем радиоактивного загрязнения внутренних
- поверхностей переносных защитных контейнеров.

Контроль за радиационной обстановкой в зависимости от характера проводимых работ включает:

- измерение мощности дозы рентгеновского и гамма-излучений, плотности потоков бета-частиц, нейтронов и других видов ионизирующего излучения на рабочих местах, в смежных помещениях, на территории организации, в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения;
- измерение уровней загрязнения радиоактивными веществами рабочих поверхностей, оборудования, транспортных средств, средств индивидуальной защиты, кожных покровов и одежды персонала;
- определение объемной активности газов и аэрозолей в воздухе рабочих помещений;
- измерение или оценку выбросов и сбросов радиоактивных веществ;
- определение уровня загрязнения объектов окружающей среды в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения.

Оборудование, контейнеры, упаковки, аппараты, передвижные установки, транспортные средства, содержащие источники излучения, должны иметь знак радиационной опасности.

Для категорий облучаемых лиц устанавливаются три класса нормативов:

- основные пределы доз (ПД);
- допустимые уровни многофакторного воздействия (для одного радионуклида, пути поступления или одного вида внешнего облучения), являющиеся производными от основных пределов доз;

- пределы годового поступления (ПГП), допустимые среднегодовые объемные активности (ДОВА), среднегодовые удельные активности (ДУА) и другие;
- контрольные уровни (дозы, уровни, активности, плотности потоков и др.). Их значения должны учитывать достигнутый в организации уровень радиационной безопасности и обеспечивать условия, при которых радиационное воздействие будет ниже допустимого.

Таблица.2 Контрольные уровни облучения.

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

Людей с травматическими повреждениями, химическими отравлениями или подвергшихся облучению в дозе выше 0,2 Зв необходимо направить на медицинское обследование и лечение. При радиоактивном загрязнении должна проводиться санитарная обработка людей и дезактивация загрязненной одежды.

В зависимости от значения мощности эквивалентной дозы излучения на поверхности или на расстоянии 1 м от поверхности радиационные упаковки делятся в соответствии с ПБТРВ-73 на 4 транспортные категории (см. таблицу 3).

Таблица 3 Транспортные категории радиационных упаковок.

Транспортная категория радиационных упаковок	Этикетка транспортной категории	Предельно допустимая мощность эквивалентной дозы излучения, 10 мкДж/ (кг. ч.) (мбэр/ч)	
		В любой точке наружной поверхности радиационной упаковки	На расстоянии 1 м от любой точки поверхности упаковки (транспортный индекс)
I	Белая	0.5	Не учитывается
II	Желтая	50.0	I
III		200.0	10
IV		1000.0	50

Учреждения, выполняющие работы с источниками, должны иметь в наличии дозиметрическую и радиометрическую аппаратуру, обеспечивающую полный объем радиационного контроля. Систематический контроль за состоянием и работами аппаратуры возлагается на службу радиационной безопасности. Аппаратура должна проходить метрологическую проверку, установленную Госстандартом.

Для того, чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать правильное хранение, транспортировку и работу с РВ на скважине, а также не допускать загрязнения этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

Для снижения дозовых нагрузок персонала при работе с ИИИ на базе и на скважине партия (отряд) должны иметь дистанционный инструмент: штангу длиной не менее 1.0м для переноски контейнера с ИИИ; манипуляторы.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На базах ОАО «Газпром нефть-ННГГФ» радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах), оборудованных в соответствии со всеми современными требованиями. Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-

излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

### 8.3 Экологическая безопасность

Таблица 4 Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах.

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	1. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. 2. Уничтожение и повреждение почвенного слоя.	1.1. Сооружение поддонов, отсыпка стоянок для техники. 1.2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов, мусора и загрязненной земли. 1.3. Рекультивация земель. 2.1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ.
Вода и водные ресурсы	1. Загрязнение производственными водами и мусором. 2. Загрязнение бытовыми сточными водами.	1.1. Отвод и обеззараживание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2.1. Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (хлорирование).
Воздушный бассейн	1. Выбросы вредных веществ, автотранспорт, работа с источниками ионизирующих излучений	1.1. Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного значения.
Животный мир	1. Распугивание место обитания представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	1.1. Планирование работ с учетом охраны животных. 2.1. Разъяснительная работа.

### 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, а также при нарушении различных мер безопасности. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий:

- при лесном пожаре. В случаи невозможности ликвидировать пожар и угрозе домам необходимо сообщить на базу отряда, немедленно обесточить здание и приступить к перебазировке отряда в безопасное место. Сообщить о пожаре местным органам власти, лесхозу;

- пожар. Необходимо обесточить оборудование. При наличии возможностей ликвидировать очаг возгорания. Принять меры к эвакуации персонала партии, оборудования и техники;
- при несчастном случае необходимо оказать пострадавшему первую медицинскую помощь, по возможности организовать его доставку в больницу, сообщить на базу отряда;
- в случае разгерметизации источника в скважине и радиоактивного загрязнения выходящего из скважины бурового раствора, все работы на скважине прекращаются. Лица, не связанные с ликвидацией последствий радиационного нарушения, удаляются за пределы возможного радиоактивного загрязнения.

Начальник партии должен (через ЦИТС) проинформировать руководство акционерного Общества и организовать ограждение опасной зоны (знаками РО или др. подручными средствами).

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение аварий, чрезвычайных ситуаций, стихийных бедствий не вызвало замешательства и трагических последствий.

### ***Пожарная безопасность***

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят

специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

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

Выхлопные трубы каротажной станции и подъемника должны быть оборудованы искрогасителями. Каротажная и другие станции и лаборатории должны быть оборудованы всеми средствами пожаротушения согласно инструкции по эксплуатации автомобиля, на котором смонтирована станция.

1. Огнетушитель - 2 шт. (на каждую машину)
2. Ведро пожарное - 1 шт.
3. Топор - 1 шт.
4. Ломы - 2 шт.
5. Кошма - 2м×2м (на каждую машину)

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

При производстве работ **запрещается**:

- разжигать в кузовах каротажной и газокаротажной станциях примусы, паяльные лампы и другие приборы, дающие открытый огонь;
- в каротажной, газокаротажной и других станциях и лабораториях хранить пожароопасные материалы в открытых сосудах. Пожароопасные материалы, используемые для лабораторных анализов, разрешается хранить в количестве сменной потребности в сосудах, имеющие притертые пробки;

- хранить керосин, бензин и другие легковоспламеняющиеся вещества, а также кислоты в палатках, домах и вагончиках, где размещены люди;
- загромождать проходы, проезды, подъезды к зданиям, вод источникам, местам расположения пожарного инвентаря и оборудования;
- курить и пользоваться открытым огнем (факелами, паяльными лампами, переносными горнами и пр.) в огнеопасных местах, в помещениях для ремонта автомобилей и зарядки аккумуляторов, в столярных мастерских, в хранилищах легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и других материалов, в лабораториях, в гаражах, в помещениях для хранения дров и др.;
- подогревать горючие и смазочные материалы (ГСМ) на печках и открытом огне (на кострах, факелах и пр.);
- производить мойку деталей бензином и керосином;
- хранить в производственных помещениях (электростанциях, мастерских, лабораториях и пр.) легковоспламеняющиеся и горючие жидкости в количествах, превышающих сменную потребность;
- хранить легковоспламеняющиеся и горючие жидкости (бензин, керосин и т.п.) в открытых сосудах в стеклянной, а также в негерметичной таре;
- применять при растопке печей легковоспламеняющиеся и горючие жидкости и масла;
- пользоваться неисправными печами, электроприборами и лампами;
- хранить топливо у печей, выхлопных труб двигателей, а также сушить замасленную одежду на печах и отопительных приборах;
- применять воду для тушения легковоспламеняющегося жидкого горючего, а также для тушения пожара в помещениях, где находится карбид кальция. В этих случаях пользоваться огнетушителями, песком, землей и т.д.;
- разводить костры на расстоянии ближе 10 м. от палаток, передвижных буровых и вагон-домиков и на расстоянии ближе 100 м. от мест хранения горючих и легковоспламеняющихся материалов;

- хранить масляные краски, олифу, смолы, масла и смазочные материалы совместно с другими горючими материалами;
- хранить в одном помещении наполненные кислородом баллоны с баллонами горючих газов.

**Запрещается** в процессе проведения промыслово-геофизических работ в действующих нефтяных и газовых скважинах пользоваться открытым огнем при любых обстоятельствах.

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

## **Заключение**

В данной работе был составлен проект на доразведку Вынгаяхинском месторождении, и определен комплекс геофизических исследований. Данный комплекс является наиболее эффективным для решения всех поставленных задач. Подобран комплекс геофизических исследований для исследования в проектируемых скважинах:

- – стандартный каротаж;
- – боковое каротажное зондирование;
- – боковой каротаж;
- – микрозондирование;
- – кавернометрия;
- – индукционный каротаж;
- – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- – гамма-каротаж;
- – гамма-гамма плотностной каротаж.

Целью данного проекта является подбор оптимального комплекса методов геофизических исследования для доразведки Вынгаяхинского месторождения, которые позволят решить все поставленные задач.

## Список литературы

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.”, Москва, 2001, С. 70-72.
2. “Геофизические исследования скважин. Справочник геофизика.”, Москва, Недра 1983, С. 67-72.
3. Латышева М.Г., Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов “Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин”, Москва, Недра 1975, С. 87-92.
4. Поздеев Ж.А, Яковлева Л.М. Некоторые проблемы обработки и интерпретации ВИКИЗ // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 67. С.57-67.
5. Зунделевич С.М. и др. Усовершенствование методики и технологии оценки удельного сопротивления проницаемых пластов в рамках системы ПОДСЧЕТ-СМ // Прикладная геофизика. М.: Недра. Вып.127, 1992, С. 118-124.
6. С.И. Дембицкий “Оценка и контроль качества геофизических измерений в скважинах”, Москва, Недра 1991, С. 187-195.
7. В.В. Знаменский, М.С. Жданов, Л.П. Петров “Геофизические методы разведки и исследования скважин”, Москва, Недра 1981, С. 64-72.