

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»  
 Отделение геологии

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью контроля разработки Вахского нефтяного месторождения (ХМАО)</b>

**УДК 550.832:553.982:622.245.48(571.122)**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Кайтукаев Алексей Русланович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ростовцев В.В.	К.-Г.-М.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Номоконова Г.Г.	К.-Г.-М.Н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	Д.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Винокурова Г.Ф.	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Технология геологической разведки»	Ростовцев В.В.	К.-Г.-М.Н.		

Томск – 2019 г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»  
 Отделение геологии

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

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломный проект
------------------

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Кайтукаев Алексей Русланович

Тема работы:

<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью контроля разработки Вахского нефтяного месторождения (ХМАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	29.04.2019, №3416/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2019
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p style="text-align: center;"><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>Вахское нефтяное месторождение: Геолого-геофизические материалы (географическое положение района, геолого-геофизическая изученность, геология, данные геофизических исследований скважин при контроле разработки), опубликованные материалы по теме ВКР. Месторождения углеводородов Уренгойского района: результаты МОГТ, результаты</p>
---	--

	геофизических исследований глубоких поисково-разведочных скважин
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<p>Общие сведения о районе Вахского нефтяного месторождения (геолого-экономический очерк, геолого-геофизическая изученность); Геолого-геофизическая характеристика района Вахского месторождения (литолого-стратиграфический разрез, тектоника, нефтегазоносность, петрофизическая характеристика разреза); Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований; Основные вопросы проектирования: задачи геофизических исследований (выявление притоков, определение интервалов поступления флюидов, определение мест негерметичности обсадной колонны и выявление заколонных перетоков), обоснование скважины исследования, физико-геологическая модель объекта исследования, выбор методов и обоснование геофизического комплекса; Методические вопросы (методика проектных геофизических работ, интерпретация геофизических данных).</p> <p>Специальное исследование: «Исследование АВПД для оценки нефтегазоносности глубоких горизонтов нефтегазоконденсатных месторождений Уренгойского региона» (по опубликованным данным)</p>
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	<p>Обзорная карта района работ; Сводный геолого-геофизический разрез района Вахского месторождения; Геолого-геофизический профиль продуктивных горизонтов Вахского месторождения; Карта изобар пласта Ю<sub>2</sub><sup>3</sup> Вахского месторождения; Результаты геолого-геофизических исследований скважины Вахского месторождения; Фрагменты временных разрезов МОГТ месторождений Уренгойского региона (специальное исследование)</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Трубникова Н.В., профессор, д.и.н.

<b>Социальная ответственность</b>	Винокурова Г.Ф., доцент, к.т.н.
-----------------------------------	---------------------------------

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	11.03.2019
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		
доцент	Номоконова Г.Г.	к.г.-м.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Кайтукаев Алексей Русланович		

## **Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины**

АВПД – аномально-высокое пластовое давление

МОВ – метод отраженных волн

ГРП – гидроразрыв пласта

ОГ – отражающий горизонт

ГИС – геофизические исследования скважин

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ВНР – водо-нефтяной раздел

ВНР – водо-нефтяной контакт

RGDT– механическая дебитометрия (с пакером)

STD – термокондуктивная дебитометрия

AVT, ANT – шумометрия по точкам высокочастотная и низкочастотная

PL – плотнометрия

GK–ГК тамма-каротаж

GKT– текущая ГК

VGDF – диэлектрическая влагометрия

ТМО ТМФ – термометрия в остановленной и фонтанирующей скважине

Рн – электрический параметр насыщения

Рп – электрический параметр пористости

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

НГК – нейтронный гамма-каротаж

$\Delta T$  – интервальное время

РГХА – радио-геохимическая аномалия

АК – акустический каротаж

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 с., 12 рис., 19 табл., 40 источников, 7 прил.

*Ключевые слова:* геофизический контроль разработки, герметичность обсадных колонн, межпластовые перетоки, обводнение пластов, аномально высокое пластовое давление (АВПД), прогноз продуктивности глубоких горизонтов, Вахское нефтяное месторождение, нефтегазоконденсатные месторождения, Западная Сибирь.

*Объектами исследования* являются горизонт Ю<sub>1</sub> Вахского нефтяного месторождения, отложения нижнего мела и средней юры гигантских нефтегазоконденсатных месторождений Уренгойского региона.

*Цель работы:* Выявление комплексом геофизических методов мест негерметичности обсадных колонн и межпластовых перетоков в длительно работающих добывающих скважинах Вахского нефтяного месторождения.

*В процессе исследования проводились* анализ и обобщение результатов ранее проведенных геолого-геофизических работ: геофизических исследований скважин (ГИС), сейсморазведки МОГТ 3Д.

*Основные результаты исследования:* сделано обоснование комплекса методов ГИС для контроля разработки нефтяных месторождений в условиях поздней стадии и длительно работающих добывающих скважин; Выявлена информативность АВПД как признака нефтегазосности глубоких горизонтов месторождений Севера Западной Сибири по геофизическим данным.

*Область применения:* на длительно разрабатываемых месторождениях ХМАО; в решении проблемы глубинного прогноза нефтегазоносности.

*Значимость работы:* результаты работы имеют научное (специальное исследование) и практическое значение – проектная часть ВКР.

*В будущем* планируется провести исследования с целью выявления закономерностей изменения признаков АВПД прогноза глубинной продуктивности в направлении от южной, существенно нефтеносной зоны Западной Сибири - к северной, преимущественно газовой зоне.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 Общие сведения об объекте исследования	12
1.1 Географо-экономический очерк	12
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	13
2 Геолого-геофизическая характеристика района Вахского нефтяного месторождения	16
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	15
2.2 Тектоника	19
2.3 Нефтегазоносность	21
2.4 Петрофизическая характеристика разреза	25
3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	29
4 Основные вопросы проектирования	35
4.1 Задачи геофизических исследований	35
4.2 Обоснование объекта исследований и физико-геологическая модель	35
4.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	42
5 Методические вопросы	45
5.1 Методика проектных геофизических работ	45
5.2 Интерпретация геофизических данных	36
6 Специальное исследование: АВПД для оценки нефтегазоносности глубоких горизонтов нефтегазоконденсатных месторождений Уренгойского региона	50
6.1 Актуальность, цель исследования, источники информации	50
6.2 Основные результаты исследования	51
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	58
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности	58



проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	
7.2 Анализ конкретных технических решений	59
7.3 Планирование геофизических проектных работ	61
7.4 Определение трудоемкости выполнения работ	62
7.5 Разработка графика проведения проекта	63
8 Социальная ответственность	72
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
8.2 Производственная безопасность	73
8.3 Экологическая безопасность	84
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
Список использованных источников	89
Приложение 1. Сводный геолого-геофизический разрез района Вахского нефтяного месторождения	92
Приложение 2. Тектоническое положение Вахского месторождения	93
Приложение 3. Свойства пластовых флюидов	96
Приложение 4. Техника проведения ГИС в открытом стволе Вахского нефтяного месторождения	99
Приложение 5. Пример определения качества цементированья по комплексу промыслово-геофизических методов (Вахское месторождение)	100
Приложение 6. Карты интенсивности радиогеохимических аномалий (РГХА) горизонта Ю1	101
Приложение 7. Технические характеристики аппаратуры	103

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из ключевых отраслей топливно-энергетического комплекса страны является нефтяная промышленность. Развитие нефтяной промышленности сопровождается последовательным увеличением эксплуатационного фонда скважин. Оперативную и систематизированную информацию о скважинах и пластах, необходимую для проведения геолого-технических мероприятий и управления процессами разработки нефтяных залежей, получают в результате геофизических исследований как в процессе их строительства, так и в эксплуатации.

В настоящее время геофизические исследования в процессе эксплуатации скважин выделились в самостоятельное направление промысловой геофизики, стали неотъемлемой частью технологического цикла нефтепромысловых работ и широко применяются на этапах введения в промышленную эксплуатацию нефтяных месторождений.

На первой и второй стадии эксплуатации месторождений извлекается основанная часть запасов нефти, и они составляют главный этап разработки. В это время можно контролировать ход разработки с помощью необходимого комплекса промыслово-геофизических исследований. Третий этап эксплуатации связан с резким увеличением обводненности добываемой продукции, образованием зон, не охватываемых разработкой, что приводит к низким уровням выработки нефтяного слоя.

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 сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания натурной физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения.

## **1 Общие сведения об объекте исследования**

### **1.1 Географо-экономический очерк**

Вахское месторождение открыто в 1965 году, промышленная добыча нефти начата в 1976 году с целью наращивания добычи нефти по региону и расконсервации разведанных запасов. Вахское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Нижневартовском районе ХМАО в 113 км восточнее от г. Нижневартовска и в 80 км северо-восточней г. Стрежевого (рис. 1.1). В пределах северной части месторождения находится вахтовый поселок Вах.

Площадь месторождения сильно заболочена, болота занимают около 70% территории; поймы рек изобилуют озерами, протоками, старицами. На заболоченных участках торфяной слой достигает 6-10 м. Климат резко континентальный. Ледостав на реках и озерах проходит в ноябре. Толщина снежного покрова колеблется в пределах от 1 до 1,5 м, толщина льда на озерах и реках от 0,5 до 1,0 м. Реки вскрываются ото льда во второй половине мая.

Для завозки грузов на Вахское месторождение основным видом транспорта в летнее время является водный по реке Вах и устойчиво автотранспорт. Бетонная дорога Стрежевой – вахтовый Вахский поселок протяженностью 95 км введена в действие с 1988г. На территории месторождения проложены бетонные дороги к основным производственным объектам (ЦПС, БКНС, базы промысловые), к остальным – грунтовые.

Нефть с Вахского месторождения поступает по нефтепроводу диаметром 530мм на Советский центральный товарный парк (ЦТП), оттуда в магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск.

Нефтяной газ компримируется до 1,6 МПа для последующей его подачи по газопроводу «ГКС- Советский ЦТП» и затем потребителям (котельная г. Стрежевой, Нижневартовский ГПЗ). Попутный газ утилизируется на 95%.

Энергообеспечение 110 и 35 кВт по ЛЭПу от Сургутской ГРЭС.

На территории месторождения из строительных материалов имеются глина, песок, строительный лес, водоснабжение из подземных источников.

## **1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность**

Одна из крупнейших в мире Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является объектом исследований геологов и геофизиков на протяжении нескольких десятилетий. В юго-восточных районах Западной Сибири, на территории Томской области первые геофизические работы были начаты в июне 1948 года силами 7 геофизических партий: двух сейсморазведочных, двух электроразведочных, двух гравиразведочных и одной магниторазведочной.

В середине 50-х годов после получения первого в Западной Сибири притока нефти на Колпашевской площади, а также в связи с признанием высокой эффективности сейсморазведки при решении структурных задач начался период бурного роста объемов работ этим геофизическим методом.

Объемы сейсморазведочных исследований методом отраженных волн (МОВ) выросли в 1959 году по сравнению с 1955 годом более чем в восемь раз.

Начиная с этого времени, на всех этапах исследований перед геофизиками ставились как региональные, так и поисковые задачи, которые уже в пятидесятые годы были возложены, главным образом, на сейсмические методы разведки.

При региональных исследованиях применялись обе основные модификации сейсморазведки - метод отраженных волн (МОВ) и, в меньших объемах, метод преломленных волн (МПВ).

До середины 50-х годов сейсморазведочные работы МОВ носили маршрутный характер. Это - дискретные наблюдения отраженных (ОВ) и преломленных (ПВ) волн в площадном варианте (зондирования МОВ и зондирования ПВ). В относительно короткое время зондированиями МОВ была

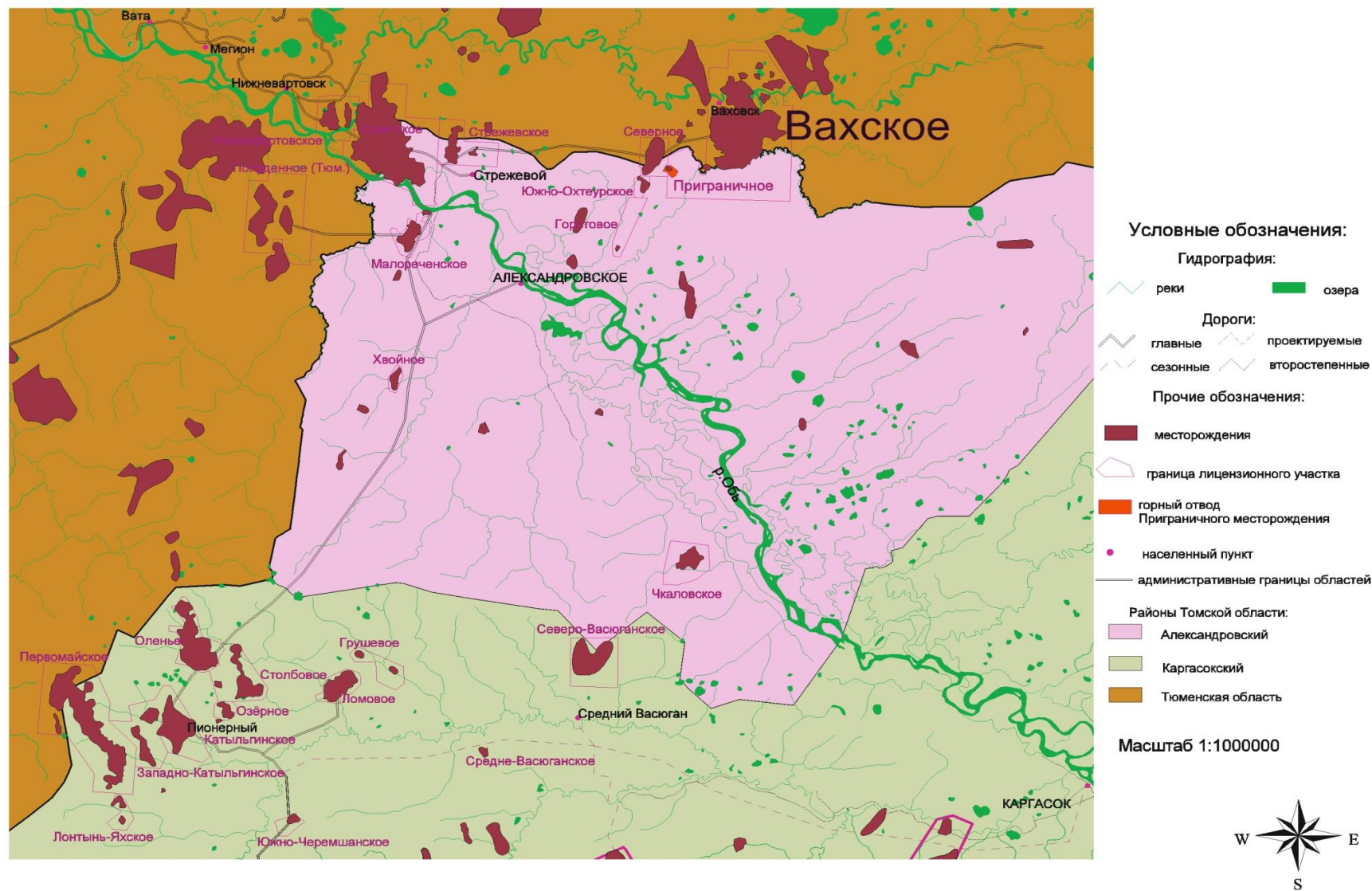


Рис.1.1 Обзорная карта района работ

закрыта площадь в 200 тыс. км<sup>2</sup>, в том числе практически вся территория Томской области с установленной нефтегазоносностью.

Роль поисковых геофизических работ с годами возрастала. В зимний период 1958-1962 года работами сейсмической партии Колпашевского геофизического треста была открыта и околтурена Вахская структура. Вахская группа нефтяных месторождений связана с одноименной гипсометрически наиболее приподнятой группой структур (Вахская, Южно-Вахская, Восточно-Вахская, Северо-Вахская). В последующие годы структурный план уточнялся. Таким образом, представляемый, как наиболее реальный, структурный план центральной зоны месторождения определился исключительно по данным бурения. Для окраинных зон Вахской группы поднятий приняты построения, выполненные под авторством Берлина Г.И. и др. (1994г.), Кошильской части территории – Сысолятиной Г.А.

Современное состояние дел в геолого-геофизической отрасли Томской области вряд ли можно назвать удовлетворительным. В 1992 году в связи с экономическим кризисом началось резкое снижение объемов геофизических работ, которые к 1995 году уменьшились более чем в 4 раза, выйдя на уровень 1976 года. В период с 1994 по 1999 год объемы сейсморазведочных исследований, проводимых на территории Томской области, составляли около 2000 км в год.

Вахское нефтяное месторождение введено в разработку в 1974 года и в настоящее время находится на третьей основной стадии. Геофизические исследования скважин проводятся для разведочных целей и для контроля разработки.

## **2. Геолого-геофизическая характеристика района Вахского нефтяного месторождения**

### **2.1 Литолого-стратиграфический разрез**

Геологический разрез месторождения представлен терригенными отложениями мезо-кайнозойского чехла толщиной до 2800 м, несогласно залегающего на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента.

В составе толщи выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения (Приложение 1).

#### *Доюрские образования*

В пределах Вахской группы поднятий доюрские образования вскрыты восемью скважинами. Наиболее приподнятой частью территории выделялась Южно-Вахская площадь. Здесь (скв. № 80р) Вскрыты: докембрийские граниты, прорывающие сланцы серицит-кварцевого, биотит-кварц-амфиболитового состава (скв. №80р); отложения раннего силура, представленные филлитами, филитизированными алевролитами и аргиллитами; породы нижнего девона, представленные чередованием известняков, мергелей, глинистых известняков и известковистых аргиллитов, содержащие зоны повышенной трещиноватости, интенсивно брекчированные и вторично карбонатизированные. С запада и востока палеозойская поверхность погребена под эффузивно-осадочной толщей пермо-триаса, выполняющей грабены триасового рифтогенеза.

Вскрытая толщина доюрских образований от 22 до 475 м.

#### *Юрская система – J*

Отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами. Нижний и средний отделы соответствуют тюменской свите, в объеме верхнего – выделяются васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

#### *Тюменская свита – J<sub>1-2</sub>*

Вскрытая часть разреза тюменской свиты, в основном, представлена нефтеносными отложениями средней юры: горизонты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>2</sub>. В

соответствии с распределением по территории выявленного нефтенасыщения разрез наиболее изучен в пределах северной части месторождения.

Регионально выдержанный горизонт Ю<sub>3</sub> батского возраста общей толщиной 46-96 м расчленен на четыре пласта: Ю<sub>3</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>4</sup> [8]. В составе его отложений встречены все типы фаций аллювиального комплекса: русловые, пойменные, болотные. Литологически они представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, последние переслаиваются с углями. В периоды формирования пластов Ю<sub>3</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>3</sub><sup>2</sup> Северо-Вахская площадь испытывала наибольший подъем, созданная эрозионная обстановка способствовала наибольшему развитию указанных песчаных тел.

В подошве вышележащего песчаного пласта Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> отмечаются конгломератовидные окатыши песчаника в глине. Песчаники имеют косую слоистость и следы морских микроорганизмов, свидетельствующие об их морском генезисе. Наиболее вероятно, что формирование пласта Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> происходило, преимущественно, в условиях надводной равнины дельтового комплекса, а Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> – в условиях подводной равнины и подводного склона дельтового комплекса. На отдельных участках, вероятно, существовала лагунная обстановка, в которой накапливались маломощные глинисто-алевритовые отложения.

Вскрытая толщина отложений свиты 230-300 м.

*Васюганская свита – J<sub>3</sub>*

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с намывами углисто-слюдистого материала, встречаются включения конкреций пирита. По ряду внешних признаков считается сформированным в условиях переходной зоны – субаэральная часть дельтовой равнины. Межугольная толща, в соответствии с названием, находится между двумя выдержанными угольными пластами, литологически представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с обилием углистых остатков. Но по ряду особенностей текстурно-



литологического состава она относится к континентальным отложениям. Выше по разрезу выделяется надугольная толща, в объеме которой выделяются песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1А</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1Б</sup>. Они подстилаются угольным пластом и перекрываются глинистыми образованиями георгиевской свиты. Формирование пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> связывается с трансгрессивным этапом развития осадочного бассейна. Фациальные условия представляются равновероятно выраженными: субаквальная часть дельтовой равнины или верхняя часть авандельты.

#### *Георгиевская свита – J<sub>3</sub>*

Литологически разрез свиты представлен темно-серыми с зеленоватым оттенком алевролитами, неравномерно обогащенными глауконитом и пиритом. Иногда встречаются линзы и прослой известняков толщиной до 0,2м.

Толщина отложений свиты от 0 до 6 м.

#### *Баженовская свита – J<sub>3</sub>*

Разрез верхнеюрских отложений заканчивается темно-серыми почти черными битуминозными аргиллитами баженовской свиты. В разрезе отмечаются прослой и линзы известняков (до 0,1м). Породы практически непроницаемы и являются региональной покрывкой горизонта Ю<sub>1</sub>.

Толщина отложений свиты изменяется в пределах 11-20м.

#### *Меловая система – K*

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. В нижнем отделе выделяются: мегионская, вартовская, алымская, в верхнем – покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты.

#### *Мегионская свита – K<sub>1</sub><sup>b+v</sup>*

На баженовской свите согласно залегают морские отложения мегионской свиты, представленные в нижней части темно-коричневыми

плитчатыми аргиллитами. Выше по разрезу залегают песчано-алевролитовые отложения ачимовской толщи.

Согласно седиментационной модели авторов [13] морские отложения ачимовской толщи представляются клиноформными. В их основании находится баженовская свита.

В разрезе ачимовской толщи Вахской клиноформы Брылиной Н.А. [13] выделено три песчаных пласта: Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, разделённых глинистыми прослоями. Они сформировались в обстановке подводного конуса выноса глубоководного склона шельфа, где в нефтегазоносном отношении наибольший интерес представляют зоны наибольшего развития песчаных тел, выраженных в виде потоков или руслоподобных проявлений.

В перекрывающей ачимовскую в аргиллитовой пачке (в пределах ее верхней части) выделяются песчано-алевритовые пласты Б<sub>10</sub> и Б<sub>8</sub>.

*Вартовская свита –  $K_1^{h-br}$*

Отложения свиты представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые и светло-серые, реже зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, иногда глинистые. Алевролиты серые и темно-серые, мелко- и разномзернистые, иногда с присутствием растительного детрита. Аргиллиты темно-серые, прослойками известковистые.

Породы сформировались в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях.

Толщина отложений вартовской свиты составляет 396-436 м.

*Алымская свита –  $K_1^a$*

Образования вартовской свиты трансгрессивно перекрываются осадками алымской свиты. Алымская свита подразделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита представлена переслаиванием песчаных и глинистых разностей пород и выделяется в песчаный пласт А<sub>1</sub> толщиной 16-20 м.

Верхняя подсвита сложена аргиллитами кошайской пачки темно-серыми до черных, плитчатыми, с редкими прослоями глинистых песчаников и алевролитов. Выдержанность пачки в пределах региона позволяет отнести ее к маркирующему горизонту.

Толщина подсвиты составляет 20-35 м.

*Покурская свита –  $K_{1-2}^{a+al+c}$*

Покурская свита представлена переслаиванием песчаников, глин и алевролитов. Песчаники и алевролиты серые и светло-серые, слабосцементированные, местами рыхлые до сыпучих. Глины серые, темно-серые, нередко аргиллитоподобные. Иногда в разрезе встречаются тонкие единичные прослои темно-серого плотного известняка.

В разрезе преобладают песчаные пласты, которые хотя и не выдержаны по простиранию, но часто, сливаясь по разрезу, образуют единую гидродинамически связанную систему.

Толщина свиты 630-650 м.

*Верхний мел и палеоген –  $K_2$*

Верхнемеловые и палеогеновые отложения представлены, в основном, морскими глинистыми породами и только в олигоцене (новомихайловская свита) морские осадки сменяются континентальными сложенными песками с прослоями глин.

Толщина рассмотренного комплекса пород около 700 м.

*Четвертичная система –  $Q$*

Отложения системы сложены неравномерным чередованием серых песков с прослоями буровато-серых песчано-алевритовых глин, суглинков и супесей, торфяником.

Толщина отложений системы 40-55 м. (Приложение 1).

## **2.2 Тектоника**

Вахская группа нефтяных месторождений связана с одноименной гипсометрически наиболее приподнятой группой структур (Вахская, Южно-

Вахская, Восточно-Вахская, Северо-Вахская). Они объединены в крупную брахиантиклинальную складку неправильной формы, расположенной в северной периклинальной части Криволуцкого вала, последний осложняет центральную часть Александровского мегавала (Приложение2).

По карте поверхности продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub> из относительно крупных структур гипсометрически наиболее высокое положение занимает Вахская (абс. отм. 2090м), которая представляется брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания, по оконтуривающей сейсмоизогипсе -2150 м ее размеры в плане составляют 19х8 км, амплитуда 60 м. Крыльевые части, ближе к центральной трети структуры, осложнены слабовыраженными структурными носами и заливообразными погружениями. Западные крылья с углами падения до 3° более крутые, чем восточные: 0°45'-1°30'. Ось структуры плавно погружается в северном направлении, в южном – слабо ундулирует, что связано с развитием цепочки малоамплитудных вершин; по стратоизогипсе -2130 м их размеры составляют 2,0-4,2х0,8-1,8 км.

Западная и южная границы Вахской структуры выделяются глубокими прогибами, отделяющими ее от прилегающей группы небольших по размерам структур: Максимовской, Ининской, Восточно-Охтеурской, Южно-Вахской.

В заключении необходимо заметить, что отмеченная по Кошильской площади выраженная террасовидность строения непосредственно связана с флексуорообразными переходами в зонах сочленения террас. Это обусловлено блоковыми разноамплитудными движениями фундамента, влияющими на фациальную обстановку в период формирования осадочного чехла территории. При этом не исключается проникновение малоамплитудных нарушений и в осадочный чехол. Роль последних может быть двойственная, как в качестве путей миграции углеводородов, так и в качестве экранов. Присутствие нарушений обычно позволяет физически логично увязывать или

приводить в горизонтальное положение существующие (в интерпретации без нарушений) выражено наклонные (висячие ВНК). Подобная ситуация и на Вахском месторождении. Для выявления малоамплитудных нарушений необходима постановка специальных сейсмоисследований. В настоящее время 3D выполнено только на Кошильской площади, результаты которой интерпретированы в Колпашевском геофизтресте.

### **2.3 Нефтегазоносность**

Промышленная нефтеносность в пределах Александровского свода, к которому приурочено Вахское месторождение, установлена в отложениях мелового, юрского и палеозойского возраста.

В настоящее время в пределах свода открыто шесть нефтяных месторождений: Вахское, Чебачье, Проточное, Кондаковское, Горстовое, Полуденное.

Газовые залежи открыты в ипатовской и покурской свитах Северного месторождения.

Нефтяные залежи приурочены к меловым отложениям (пласты группы А и В Северного месторождения), юрским (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) Проточного, Кондаковского, Вахского, Горстового, Полуденного, (пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>4</sup>) Вахского месторождения и отложениям фундамента (пласт М) Чебачьего месторождения.

На Вахском месторождении промышленно нефтеносными являются пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>А, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>Б, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (Ю<sub>1</sub><sup>2-3</sup>) верхней юры (Васюганская свита), Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>4</sup> средней юры (Тюменская свита).

. Залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>А распространена по всей территории месторождения и почти перекрывает все разведанные нефтяные залежи нижележащих пластов Васюганской и Тюменской свит.

Дебиты скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>А на большей части месторождения составляют от 1,7 до 49,9 т/сут. При совместном опробовании пластов Ю11А и Ю11Б в разведочных скважинах получены притоки нефти дебитами до 78

м<sup>3</sup>/сут на штуцере 8 мм. Начальное пластовое давление составило 22,3 – 22,8 МПа, пластовая температура минус 85 (минус 91)°С.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>Б хорошо выдержан и однороден на площади за исключением юго-западного (район скважины 130) и северо-восточного (район скважины 338) участков, где пласт замещен плотными породами. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,0 до 12,8 м, а в зонах слияния с межугольным пластом толщина достигает 21,5 м (район скважин 234, 681, 726).

Залежь пластовая сводовая, участками литологически ограничена. Размеры залежи 20,0 на 8,8 км, высота от 78 до 107 м. Водонефтяная зона занимает 5574 тыс.м<sup>2</sup> или 3,5 %.

Залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>Б распространена по всей площади месторождения. Для всех залежей положение ВНК принято на тех же абсолютных отметках, что и для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>А, так как пласты близки по генезису и гидродинамически связаны.

Дебиты нефти колеблются от 1,0 до 29,7 т/сут. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>Б развит лишь в южной части, центральной и северной частях заглинизирован. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1,0 м в районе скважины 1562 до 7,0 м в районе скважины 1102.

Залежи пластовые сводовые, литологически ограниченные. Размеры залежи 5,8 на 2,8-4,8 км, высота 18 м.

Водонефтяная зона составляет 651 тыс.м<sup>2</sup> или 4% от площади залежи.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> имеет сложное строение по разрезу и неравномерное распределение коллекторов по площади и вскрыт на глубине 2193-2323 м. Литологически представлен чередованием песчано-алевритовых прослоев с глинистыми и карбонатно-глинистыми разностями пород. Линзовидное строение пласта обуславливает наличие в разрезах ряда скважин среди нефтенасыщенных прослоев водонасыщенных пропластков коллекторов (район скважин 932, 1425, 1110, 1065, 2002).

Вахская пл.

Абсолютные отметки, м

2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800	3900	4000	4100	4200	4300	4400	4500	4600	4700	4800	4900	5000	5100	5200	5300	5400	5500	5600	5700	5800	5900	6000	6100	6200	6300	6400	6500	6600	6700	6800	6900	7000	7100	7200	7300	7400	7500	7600	7700	7800	7900	8000	8100	8200	8300	8400	8500	8600	8700	8800	8900	9000	9100	9200	9300	9400	9500	9600	9700	9800	9900	10000
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------

ТОМЕНСКАЯ  
ЮРСКАЯ  
БАШОТРАНСКАЯ  
СИСТЕМА  
СВТА  
ПЛАСТ

Ю<sub>1</sub><sup>1-2-3</sup> по линии I-I

Дебиты нефти в скважинах колеблются от 2,1 до 45,6 т/сут.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> выдержан по площади. Эффективные нефтенасыщенные толщины, изменяясь в пределах от 1,6 до 17,7 м, по большинству скважин имеют толщину 5,5-12,8 м. Только в западной части структуры отмечается зона повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин до 24,0 м (скважина 307р). В восточной части толщины уменьшаются, в некоторых скважинах до полного замещения коллектора глинистыми разностями (скважины 601, 612, 654).

Залежь пластовая сводовая, участками литологически ограничена. Размеры залежи 15,8 на 5,8 км, высота 73 м. Водонефтяная зона занимает почти половину площади – 34766 тыс.м<sup>2</sup> или 44,6%.

Дебиты нефти составили от 5,0 до 24,2 т/сут. Уровень ВНК отмечается на абсолютной отметке 2228 м (скважина 2551) по подошве нефтенасыщенной части пласта.

Залежь пластовая, литологически ограниченная. Размеры 4,5 на 2,5 км, высота 55 м.

#### Выводы:

1. Вахское месторождение относится к многопластовым и многозалежным

2. Продуктивными являются пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Васюганской свиты верхнеюрского возраста, пласты группы Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> Тюменской свиты среднеюрского возраста.

3. По результатам бурения разведочных скважин 304, 333, 347 открыты залежи в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>3</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3</sup> Кошильской площади.

4. Учитывая сложность строения палеозойских отложений и клиноформной ачимовской толщи, отсутствие надежных критериев выявления перспективных зон, построение моделей предполагаемых



ловушек, они являются объектами для постановки специальных поисковых работ и в дальнейшем оценки их ресурсов.

## **2.4 Петрофизическая характеристика разреза**

Фильтрационно-емкостные характеристики и нефтенасыщенность пластов оценивались по керновым, промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям.

Выделение коллекторов (проницаемых интервалов) по данным ГИС проводилось по комплексу качественных и количественных критериев. Геологические условия залегания продуктивных пластов и применяемая технология бурения позволяют с достаточной точностью решать задачу выделения коллекторов. Для решения использовались, в основном, прямые качественные геофизические признаки, являющиеся следствием проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласты-коллекторы:

- отрицательная аномалия ПС;
- положительные приращения по кривым микрозондирования;
- сужение диаметра скважины ( $d_c$ ) по сравнению с номинальным ( $d_n$ );
- получение радиального градиента кажущегося сопротивления по электрическим методам каротажа (БЭЗ, БК, ИК).

Кроме того, к качественным признакам относится сравнительно низкая естественная радиоактивность коллекторов. Результаты выделения коллекторов по качественным признакам использовались для обоснования количественного значения предела коллектора. Количественными критериями предела коллектора являются нижние пределы пористости, проницаемости для коллекторов, полученные по керновым данным, а также значение относительной амплитуды ПС, нижняя граничная величина относительной амплитуды  $\alpha_{пс}$  принималась равной 0,45 – для пластов горизонта Ю<sub>1</sub> и 0,50 – для пластов Ю<sub>2-3</sub> тюменской свиты;

- пористость 12,8-13,6 %;
- проницаемость 0,001 мкм<sup>2</sup>.

Поверхность ВНК для Вахской и Восточно-Вахской зоны определена по критическому значению удельного сопротивления  $R_n \leq 4,3$  омм – для пластов продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и  $R_n \leq 3,7$  омм – для пластов горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub>.

При рассмотрении средних величин параметра дифференцированно по пластам Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в пределах каждой площади наибольшей средней газопроницаемостью (0,015мкм<sup>2</sup>) отличается только Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Вахской площади. По остальным площадям не получено существенного различия между средними значениями параметра пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

В соответствии с вышеизложенным представленные данные позволяют констатировать о том, что в разрезе горизонта Ю<sub>1</sub> повышенными значениями газопроницаемости и послойной неоднородности (по этому параметру) выделяется верхняя часть, соответствующая пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

По отношению к газопроницаемости лабораторно измеряемая величина открытой пористости, хотя и варьирует в более узком диапазоне значений, но, согласуясь с фильтрационными свойствами коллектора, средние величины по пластам Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> определились в целом несколько меньшими, чем по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

В целом для горизонта Ю<sub>1</sub>, выполнено 902 определений открытой пористости и 557 газопроницаемости, то по данным ПГИ представилось возможным по всему пробуренному фонду охарактеризовать указанными параметрами 9168 проницаемых нефтенасыщенных интервалов, т.е. равномерно осветить весь нефтенасыщенный объем залежи.

*Таблица 2.4.1. - Геолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта Ю<sub>1</sub><sup>A</sup>- Ю<sub>1</sub><sup>B</sup>*

Наименование параметров	Ю <sub>1</sub> <sup>A</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>B</sup>
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2.2	1.7
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0.66	
Начальная температура, °С	100	

Начальное пластовое давление, МПа	26.4	
Давление насыщения, МПа	11.7	
Динамическая вязкость нефти, мПа*с	0.9	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.291	
Средняя газопроницаемость, м <sup>2</sup> /м <sup>2</sup>	0.015	
Начальный газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	72	
Плотность нефти в пл. условиях, г/см <sup>3</sup>	0.756	
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1.02	
Вязкость воды, мПа*с	0.35	
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.001	
Пористость, %	13.6	12.8

В целом по месторождению с использованием материалов ГИС обработано 9168 проницаемых интервалов с определением физических параметров пластов (пористости, проницаемости) и нефтенасыщенности.

Для пластов горизонта Ю<sub>1</sub> определение открытой пористости ( $K_{п}$ ) проведено по установленным нижеприведенным корреляционным зависимостям, основанным на показаниях параметра  $\alpha_{пс}$ :

Ю <sub>1</sub> <sup>1А</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>1Б</sup>	$K_{п} = 8,28 * \alpha_{пс} + 9,3;$	$n = 46;$	$r = 0,90$
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> , Ю <sub>2-3</sub>	$K_{п} = 6,73 * \alpha_{пс} + 9,9;$	$n = 70;$	$r = 0,72.$

Удельное сопротивление водоносных пластов определялось через параметр пористости  $P_{п}$ , используя корреляционную зависимость:

$$P_{п} = 0,553 * K_{п}^{-2,083}$$

При этом исходное сопротивление пластовой воды принято равным 0,063 Ом в соответствии с её минерализацией и температурой пласта.

Для определения проницаемости геофизическим способом через  $\alpha_{пс}$  предложены следующие две зависимости, выявленные путем сопоставления со значениями газопроницаемости по лабораторным данным:

Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	$\lg K_{пр} = 2,7 * \alpha_{пс} - 1,14;$	$n = 44;$	$r = 0,76$
-----------------------------	--	-----------	------------

$Ю_1^{2+3}$	$\lg K_{пр} = 2,1 * \alpha_{пс} - 0,80;$	$n = 69;$	$r = 0,75$
-------------	--	-----------	------------

Проницаемость определялась по зависимостям  $K_{пр} = f(\alpha_{пс})$ . Для пластов горизонта  $Ю_1$  получены следующие корреляционные зависимости:

$$Ю_1^{1A} \quad K_{пр} = 18,8 * \alpha_{пс}^{3,62}; \eta - 0,82 - \text{корреляционное отношение}$$

$$Ю_1^{1B} \quad K_{пр} = 141 * \alpha_{пс}^{5,75}; \eta - 0,90$$

$$Ю_1^2 \quad K_{пр} = 8,52 * \alpha_{пс}^{1,96}; \eta - 0,84$$

$$Ю_1^3 \quad K_{пр} = 37,9 * \alpha_{пс}^{6,33}; \eta - 0,87$$

Параметр насыщения ( $P_H$ ) находится из соотношения  $P_{нп}/P_{вп}$ , где  $P_{вп}$  определяется через параметр пористости с учетом сопротивления пластовой воды, равного для  $Ю_1 - 0,075$  Ом,  $Ю_{2-3} - 0,063$  Ом.

$$P_{п} = 1,99 * K_{п}^{-1,36}$$

$$K_{в} = (1 - K_{н}) = 0,98 * P_{н}^{-0,616}$$

Для пластов  $Ю_{2-3}$  тюменской свиты приняты следующие зависимости:

$$P_{п} = 0,553 * K_{п}^{-2,08}$$

$$K_{в} = (1 - K_{н}) = 1,012 * P_{н}^{-0,685}$$

По пластам  $Ю_1^{1A}$  и  $Ю_1^{1B}$  Вахской площади средняя нефтенасыщенность, равная соответственно 0,54 и 0,65, согласуется с их выше охарактеризованными ФЕС.

Свойства флюидов Вахского нефтяного месторождения приведены в Приложении 3.

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

При контроле разработки промыслово-геофизическими методами используются в качестве основы результаты геофизических исследований скважин (ГИС) в открытом стволе (Приложение 4) и комплекс исследований для оценки целостности обсадной колонны и качества цементирования (Приложение 5).

Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами на Вахском месторождении осуществляется с 1977 года. В ранее проведенных геофизических исследованиях по определению эксплуатационных характеристик пластов применялся комплекс ПГИ, в который входили следующие методы:

*Термометрия.* Необходима для определения, как и источника обводнения эксплуатационной скважины, так и контроля интервалов перфорации. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

*Резистивиметрия.* Для определения состава флюида в стволе скважины; определение в гидрофильной среде интервалов притоков воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки минерализации воды; разделение гидрофильного (нефть присутствует в воде в виде капель) и гидрофобного (в нефти в виде капель содержится вода) типов водонефтяных эмульсий. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

*Плотнометрия.* Для оценки плотности флюида в стволе скважины. Показания интенсивности рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные плотномером с помощью эталонировочных графиков, переводятся в значения плотности. Между интенсивностью и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

*Барометрия.* Для изучения градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно, и темпы выработки запасов нефти. Чем больше эти градиенты, тем выше

энергетические показатели залежи нефти. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

*Метод естественной радиоактивности.* Для привязки диаграмм ПГИ по глубинам и выявления радиогеохимического эффекта продуктивных пластов. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

*Магнитный локатор муфт.* Для привязки диаграмм ПГИ по глубинам. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час

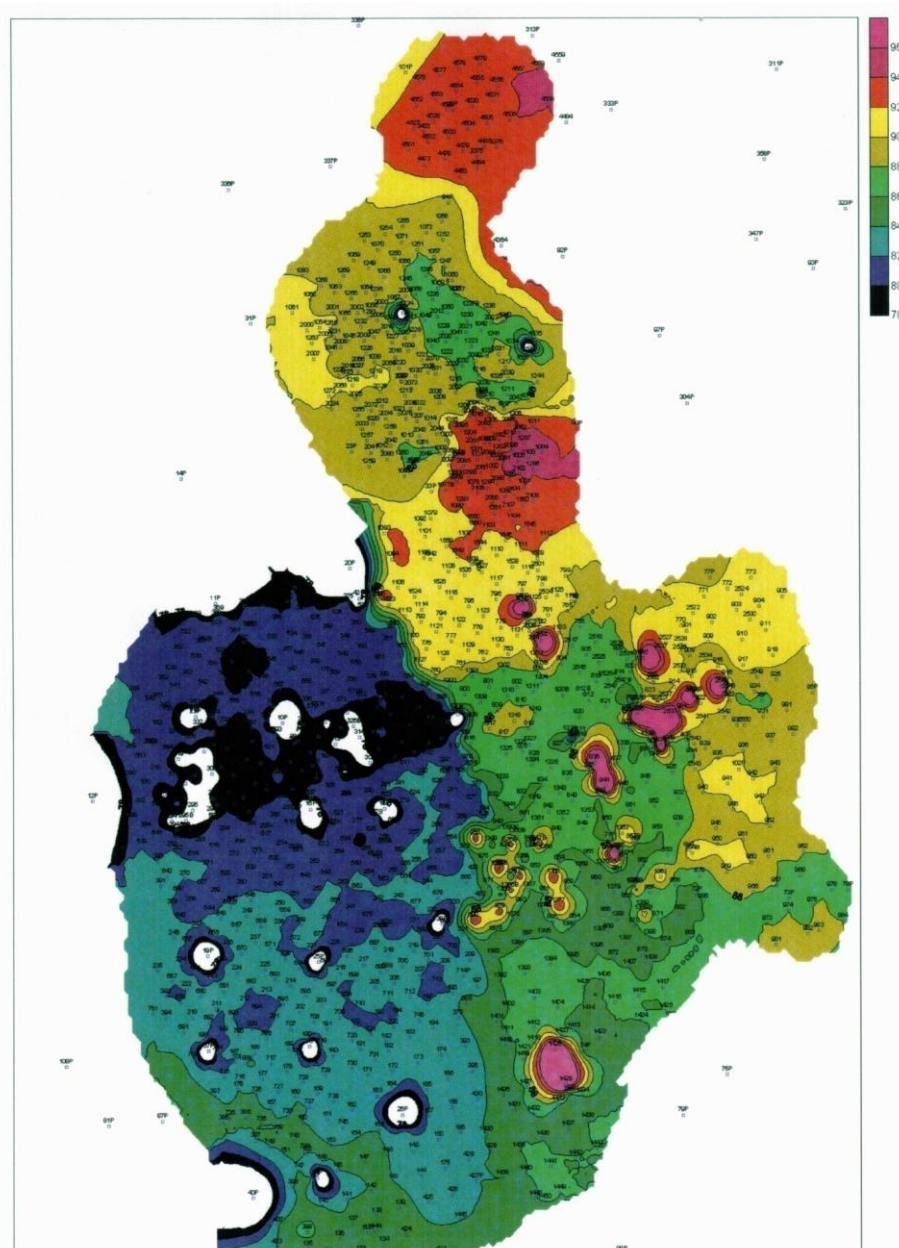
*Акустическая цементометрия (АКЦ).* Для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, количественной оценки сцепления цемента с обсадной колонной, качественной оценки сцепления цемента с горными породами. Скорость каротажа 1200м/ч. Масштаб записи кривых  $T_1$  и  $T_2$  -50 мсек/м,  $\Delta T$  -20 мсек/м. (рисунок 3.2.)

*Гамма-Гамма-цементометрия и дефектоскопия (ГГДТ).*

Для установления высоты подъема цемента за колонной; определения границ сплошного цементного камня, зоны смешивания цемента и промывочной жидкости. Скорость каротажа - не более 800 м/ч. Масштаб 1:500.

Термометрия, барометрия, влагометрия, резистивиметрия и магнитный локатор муфт пишутся одним спуско-подъемом: масштаб 1:200, на спуске - основной и контрольный замеры в интервале детальных исследований, скорость записи 600 м/час. Метод естественной радиоактивности: масштаб записи 1:200, скорость записи 200 м/час на подъеме.

*Импульсный нейтрон-нейтронный и волновой акустический каротаж* проводился с целью определения текущего характера насыщения, положения ВНК, изменения положения переходной зоны насыщения скважин Вахского месторождения.



*Рис. 3.1. – Карта разбуривания Вахского месторождения по годам*

Количество исследований добывающих скважин Вахского месторождения составляет 1353. Количество проведенных промыслово-геофизических исследований скважин, дифференцированных по годам разработки месторождения представлено на рисунке 3.1.

*Методы потокометрии* по измерению в работающей скважине скорости потока жидкости в интервале пластов вскрытых перфорацией позволяют оценивать долю участия каждого в работе скважины. Потокометрия отражает особенности притока жидкости в призабойной зоне,

обусловленные состоянием эксплуатационной колонны, заколонного перетока, эффективности перфорационных работ. Однако они не могут быть использованы для количественных оценок эффективности вытеснения нефти в объеме залежи, но свидетельствуют об определенном неиспользуемом потенциале продуктивности скважин.

В общем, по объектам разработки и площадям месторождения значения коэффициентов работающих толщин и охвата воздействием для добывающих скважин представлены в таблице 3.1.

*Таблица 3.1 – Расчетные значения коэффициентов работающих толщин и охвата воздействием по добывающим и нагнетательным скважинам объектов разработки Вахского месторождения*

Площадь	Параметр	$\text{Ю}_1^1$	$\text{Ю}_1^{(2+3)}$	$\text{Ю}_2^{(1+2)}$	$\text{Ю}_3^{(1+2)}$	$\text{Ю}_3^{(3+4)}$
Центрально-Вахская	$K_{\text{рт}}$	30.8	16.0			
	$K_{\text{охв.возд.}}$	29.6	15.9			
Восточно-Вахская	$K_{\text{рт}}$	23.4	20.0		23.6	
	$K_{\text{охв.возд.}}$	22.8	13.0		22.9	
Северо-Вахская	$K_{\text{рт}}$	32.6	33.9		18.1	
	$K_{\text{охв.возд.}}$	29.8	22.5		12.5	
Кошильская	$K_{\text{рт}}$	29.0	21.7			
	$K_{\text{охв.возд.}}$	29.0	7.0			
Итого: Вахское	$K_{\text{рт}}$	28.95	22.9		20.85	
	$K_{\text{охв.возд.}}$	27.8	14.6		17.7	
Центрально-Вахская	$K_{\text{рт}}$	36.0	22.0			
	$K_{\text{охв.возд.}}$	36.0	18.0			
Восточно-Вахская	$K_{\text{рт}}$	36.0	27.0		17.0	
	$K_{\text{охв.возд.}}$	35.0	22.0		12.0	
Северо-Вахская	$K_{\text{рт}}$	34.0	31.0		19.0	
	$K_{\text{охв.возд.}}$	34.0	25.0		15.0	



Итого:	$K_{рт}$	35.33	29.75		18	
Вахское	$K_{охв.возд.}$	35	22		13.5	

Из приведенной таблицы видна область исследований скважин промыслово-геофизическими методами. Объект  $Ю_1^1$  принимает закачиваемую воду, в целом, лучше, чем  $Ю_1^{(2+3)}$  и  $Ю_3^{(1+2)}$ , что видно по рассчитанным коэффициентам.

### **Радиогеохимические аномалии.**

Следует обратить особое внимание на наличие значительного количества скважин с радиогеохимическими аномалиями (РГХА). В добывающих скважинах отмечено 354 аномалии из которых 151 отмечается на Центрально- Вахской площади; 107 - ВосточноВахской; 89 - Северо-Вахской и 7 аномалий на Кошильской площади. О том, что радиогеохимический эффект в интервале продуктивных пластов добывающих скважин может быть использован в качестве признака заводнения коллекторов было доказано М.Х. Хуснуллиным. Наличие гамма-аномалий связывается с продвижением по пласту нагнетаемой воды, а интервал аномалии указывает на затронутость коллектора воздействием закачиваемых вод. В тоже время интенсивность геохимических аномалий указывает на равномерность продвижения фронта закачиваемых вод по объекту разработки. На поздней стадии разработки основной объем воды, закачиваемый в продуктивные пласты, это минерализованная попутно добываемая вода, вновь закачиваемая в разрабатываемую залежь. Для решения задач контроля за разработкой можно использовать результаты мониторинга радиогеохимических аномалий, возникающих в процессе закачки воды. Величина РГХА в нагнетательных скважинах хорошо коррелируется с объемом закачиваемых вод и характером вытеснения пластового флюида. Анализ результатов замеров ГК в нагнетательных скважинах показывает, что в принимающих интервалах величина

радиогеохимических аномалий растет с увеличением объема закачиваемой воды, что свидетельствует о накоплении радиобарита в прискважинной зоне. Следовательно, при попадании минерализованной воды в пласт часть радиобарита, содержащегося в ней в виде взвеси, выпадает в осадок в ближней прискважинной зоне. В результате удельная концентрация радия в среде, определяющая показания ГК (стенки колонны, цементное кольцо, прискважинная часть пласта) возрастает, и место поступления радиоактивных вод в скважину отмечается повышением показаний ГК - радиогеохимической аномалией. Таким образом, данные мониторинга радиогеохимической аномалии в добывающих и нагнетательных скважинах могут дать информацию о заводнении участка пласта вблизи очага нагнетания.

Представленные карты развития РГХА (Приложение 6) по добывающим скважинам горизонта Вахского месторождения, показывают не только увеличение количества скважин с РГХА, но и закономерный рост интенсивности геохимических аномалий с течением времени. Проследив наличие аномалий по всем скважинам месторождения через пятилетние интервалы времени можно говорить о том, что **горизонт Ю<sub>1</sub> к настоящему времени практически весь охвачен воздействием закачиваемых вод, что должно, в свою очередь, отразиться на обводненности продукции скважин.**

### **Заколонные перетоки**

Наличие заколонных перетоков в добывающих и нагнетательных скважинах связано с плохим качеством цементированья, состоянием цементного камня за колонной после проведения перфорации или ГРП, что по мере выработки запасов может привести к преждевременному обводнению продукции скважин добывающего фонда или неэффективности процесса ППД (вследствии перетоков закачиваемых вод в ниже- и вышележащие проницаемые интервалы).

## **4 Основные вопросы проектирования**

### **4.1 Задачи геофизических исследований**

Основные задачи, которые решаются промыслово-геофизическими исследованиями скважин и в данном дипломном проекте:

- выявление притоков;
- определение интервалов поступления нефти, воды и газа (определение состава флюида);
- определение мест негерметичностей обсадных колонн;
- выявление заколонных и внутриколонных межпластовых перетоков.

### **4.2 Обоснование объекта исследований и физико-геологическая модель**

Основными предпосылками для выбора участка работ служит то, что Вахское месторождение хорошо изучено и разработано, но некоторые скважины имеют малый дебит.

Бурение новых скважин требует привлечения значительных капитальных вложений. Для уточнения характера насыщения и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов в слабоизученных зонах месторождения проводится расконсервация и пробная эксплуатация разведочных скважин.

Повышение дебета и производительности нефтяных и газовых скважин в мире происходит разнообразными современными приемами и оборудованием, наиболее эффективными являются ГРП (гидроразрыв пласта), химическая обработка коллекторов-песчаников, тепловое воздействие на пласт и другие.

Промыслово-геофизические исследования будут проводиться в скважине 1407, пробуренной в 1985 году (рис.3.1).

Аргументы для выбора скважины:

- скважина пробурена уже значительно давно, но тогда не был получен высокий дебит;
- она находится вне зоны радиогеохимических аномалий (Приложение 6) и, следовательно, не обводнена, по крайней мере, по состоянию на 1993 год;
- рядом с проектной скважиной находится сеть нагнетательных скважин;
- Положение скважины благоприятно для транспортировки нефти.

#### Физико-геологическая модель объекта исследования

Для анализа геофизической информации взята скважина 1057 Вахского месторождения. Разрез данного месторождения представлен терригенными отложениями пород кайнозойского периода, в породе выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения.

Данная скважина использована как эталонная (натурная ФГМ объекта исследования), потому что она является образцовой для рассматриваемого месторождения и выбранной геологической задачи, в нашем случае – разрез содержит продуктивный пласт  $Ю_1$ , разнообразные литологические разности: такие как песчаный пласт, глинистый пласт, угольный пласт и плотный пласт.

Вахское месторождение сложено Юрскими отложениями васюганской и тюменской свиты. В первой свите продуктивным горизонтом является  $Ю_1$ , который с свою очередь делится на продуктивные пласты  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^3$ . Первые два пласта, согласно данным геологического расчленения, разделены угольным пластом  $У_1$ .

Нижние пласты  $Ю_1^2$  и  $Ю_1^3$  разделены множественными глинистыми прослойками, среди которых прослеживаются угольные или высококарбонатные песчано-алевролитовые прослойки.

Для анализа были использованы результаты геофизических методов закрытого ствола, которые были проведены за период с 1996 – 2009 гг. по

скважине 1057 Вахского месторождения. Оптимальный комплекс исследований, представительность разреза, выразительность и «чистота» полученных результатов позволяют считать эти результаты натурной физико-геологической моделью объекта разработки – пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Вахского месторождения.

Геофизический разрез 1996 года, когда был перфорирован нефтенасыщенный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, приведен на рисунке 4.3.1.

Верхняя граница притока хорошо отбивается по кривой механической дебитометрии; также по кривой видно, что основная часть притока приходится на верхнюю часть пласта.

Подошва работающей мощности хорошо отбивается по кривым термометрии, плотнометрии и влагометрии. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> неперфорированный, но по кривой термокондуктивной дебитометрии видно аномальное изменение температуры, что может свидетельствовать о нарушении цементного кольца и заколонном перетоке.

В 1997 году перфорировали нижележащий пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (рис. 4.3.2). Сравнительный анализ профиля от 1996г. с профилем от 1997г. показал, что после перфорации нижнего пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, дебет данной скважины возрос на 25%, основной объем флюида все также получен из верхнего интервала. На график видно равное распределение работающих мощностей, состояние фильтра бурового раствора и скважины в целом хорошее.

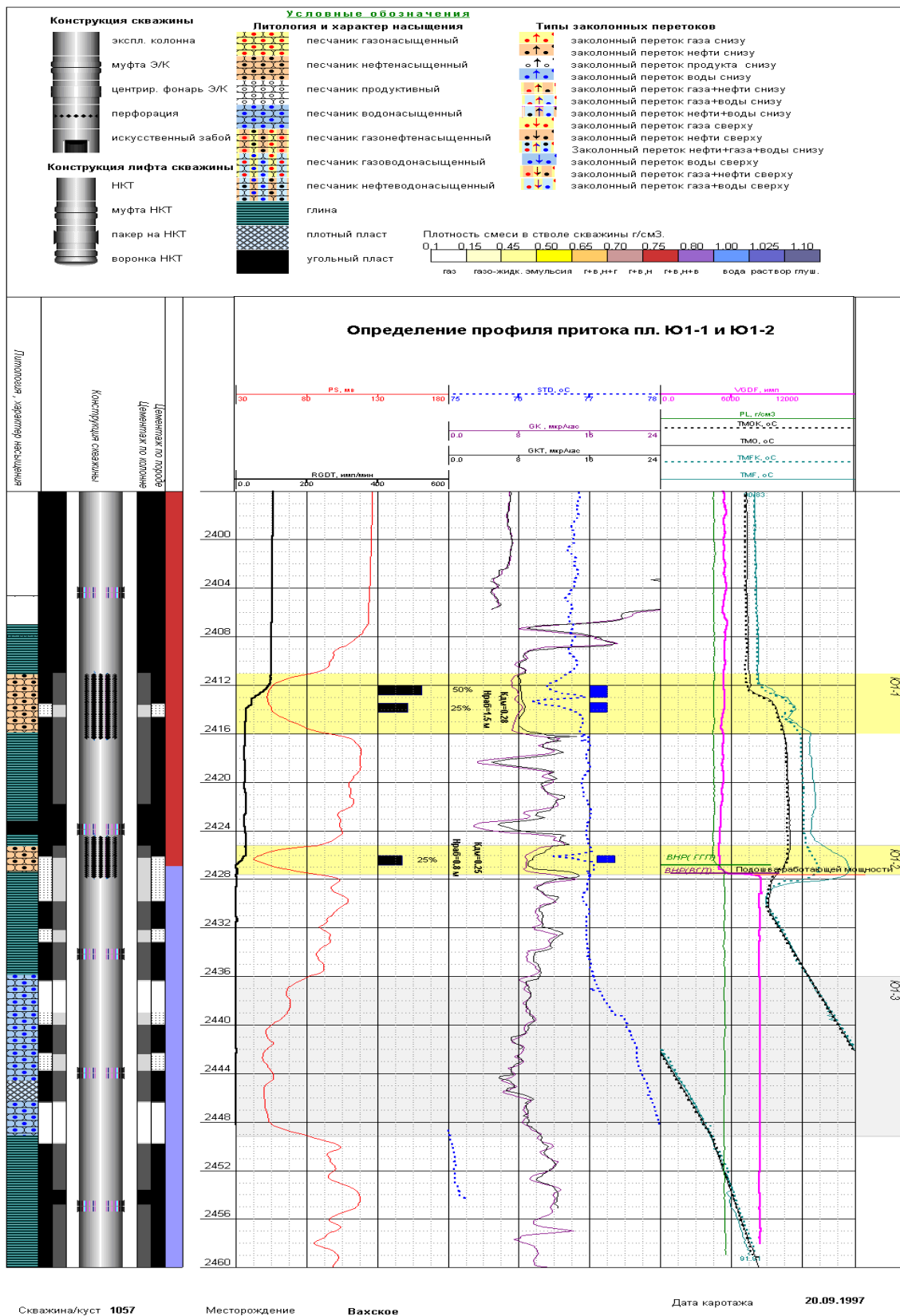


Рис. 4.3.1 Результаты комплекса исследований скважины № 1057 Вахского месторождения (25.09.1996)

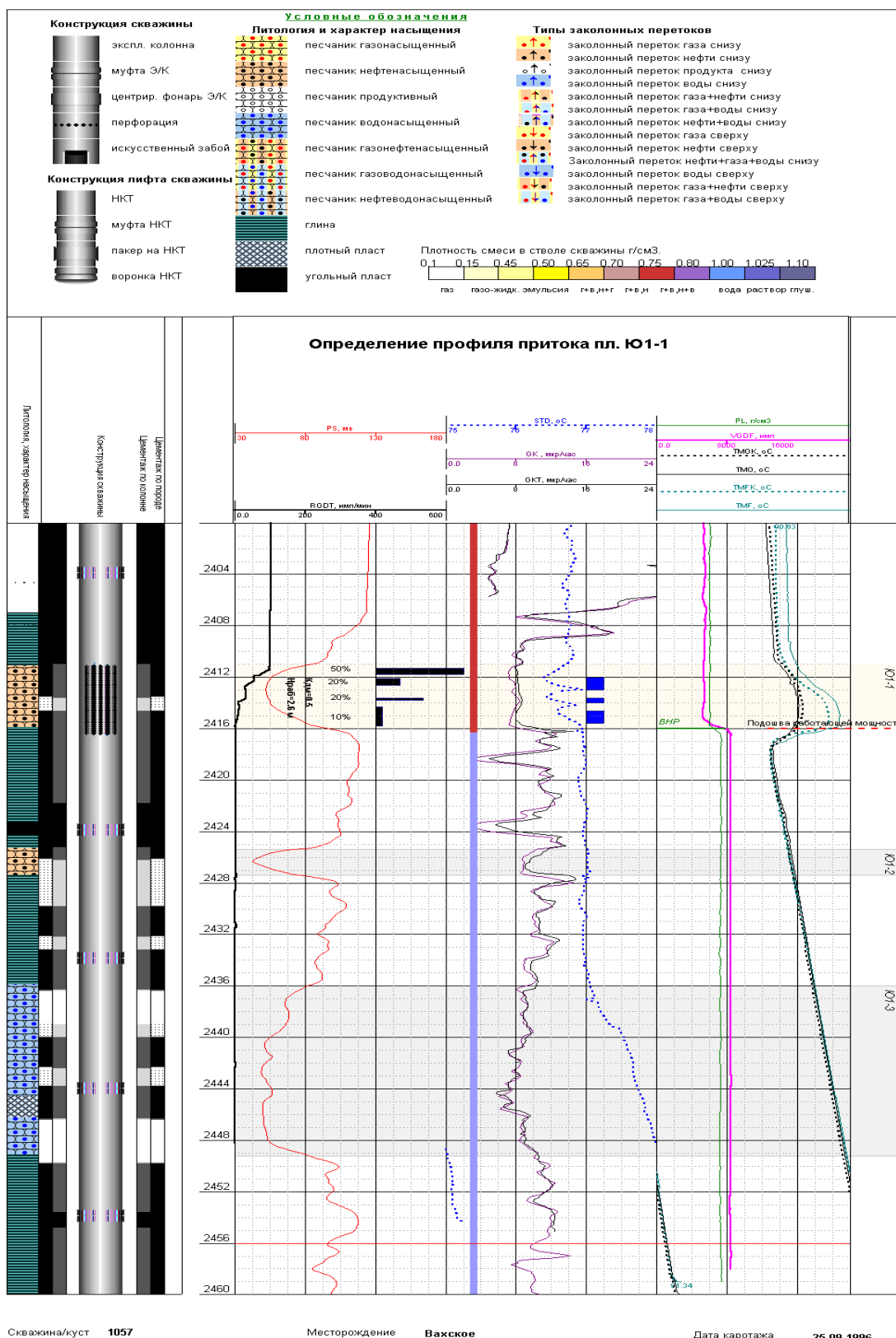


Рис. 4.3.2 Результаты комплекса исследований скважины № 1057 Вахского месторождения(20.09.1997)

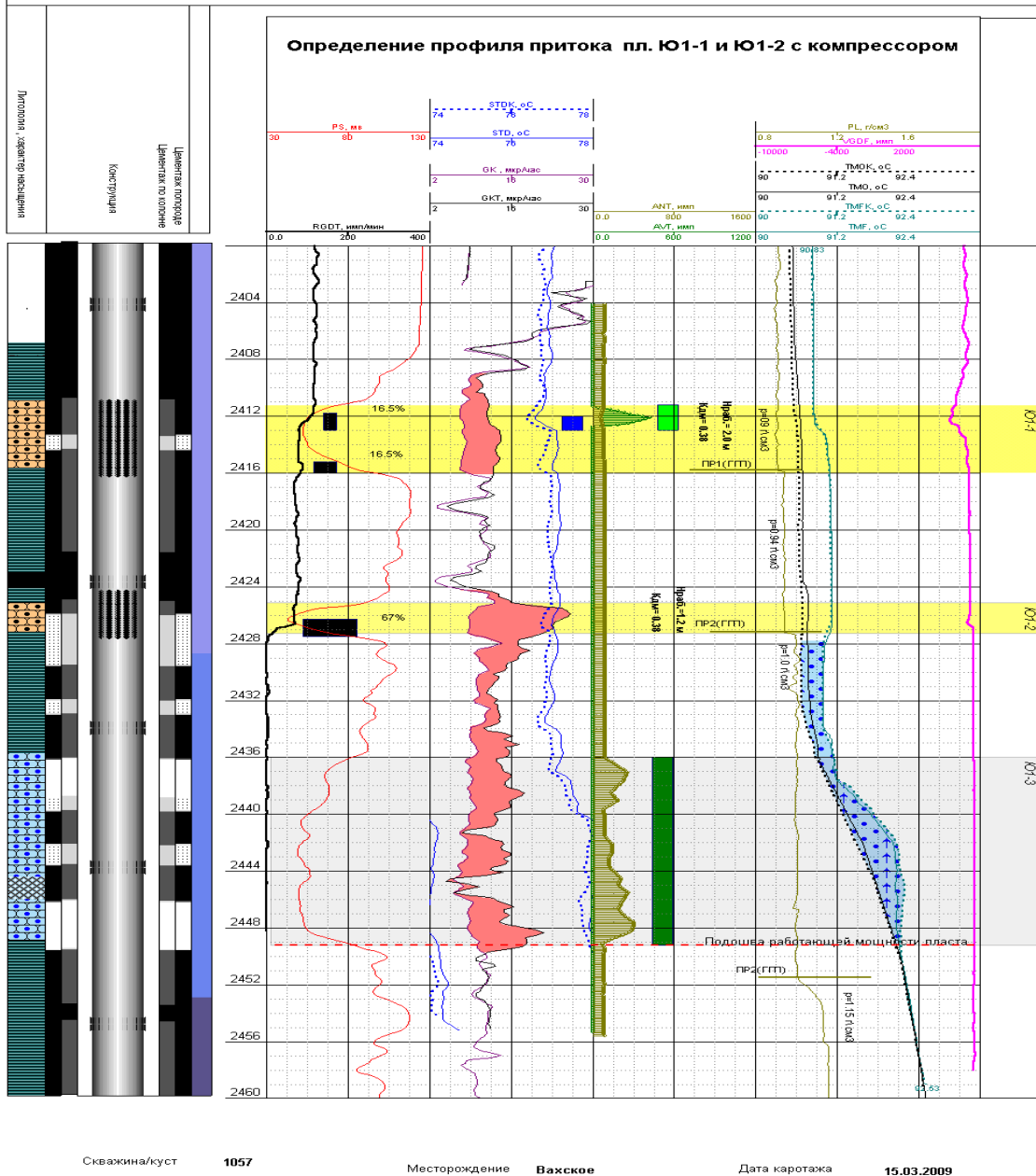
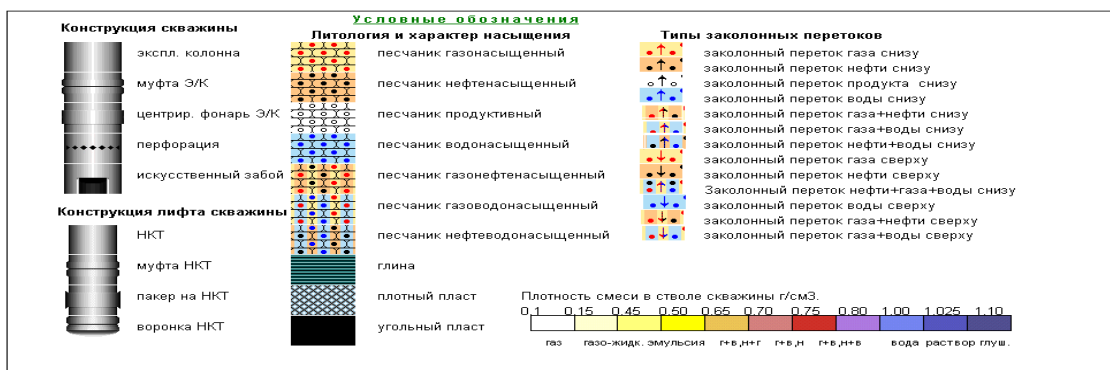


Рис. 4.3.3 Результаты комплекса исследований скважины № 1057 Вахского месторождения(15.03.2009)



По кривой термометрии в остановленной скважине подошва пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> уже не отбивается, за счет влияния нижележащего пласта. По термометрии в фонтанирующей скважине более четко отбивается подошва пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, а также видно изменение кривой в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в интервале притока. Аномальное поведение кривой термокондуктивной дебитометрии в интервале водонасыщенного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> также имеет место, но причина пока не может быть установлена.

Работы по определению профиля притока до 15.03.2009г не проводились из-за отсутствия установки для проведения ПГИ. Термоградиент в скважине характеризуется температурным полем в скважине, сформировавшемся в процессе скважинных процессов, таких как: бурение, перфорация, цементирование и дальнейшее скрепление цементного кольца. Изменений и аномалий в простаивающей скважине не обнаружено, виднеется плавный градиент изменения температуры с глубиной.

Промыслово-геофизические исследования с целью определения профиля притока в скважине выполнены в 2009 году (рис. 4.3.3). Согласно данным с промысла, скважина была обводнена на 90% и практически не работала, так как отсутствовал фонтанирующий приток из продуктивных пластов.

Верхние пласты нефтенасыщены, а пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> – насыщен водой и согласно ГИС работает по заколонному пространству, так как в некоторых местах либо частично, либо полностью отсутствует цементное кольцо на контакте колонна-порода. Данные выводы мы делаем на основе показаний шумометрии – имеются аномалии на этом интервале, а также наличие аномалий по РГХ относительно ГК. Следовательно, источником обводнения является нижележащий водонасыщенный пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, а причиной, повышенной обводненности скважины – заколонный переток воды

Выводы

1. Приведённый анализ ПГИ по скважине 1057 позволил найти проблему обводнения, которым оказался заколонный переток из нижележащего пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в скважину в интервале 2427-2449 м.

2. Причиной обводнения скважины является заколонный переток из нижележащего пласта - следствие частичного или полного отсутствия сцепления цементного камня с колонной ниже перфорированных интервалов.

3. Комплекс промыслово-геофизических исследований в составе термометрии, расходомерии, гамма-гамма плотнометрии, акустической шумометрии, резистивиметрии, влагометрии в условиях современной освоённости Вахского месторождения позволяет эффективно решить задачи ПГИ: выявление притоков, определение интервалов поступления нефти, воды и газа, выявление высоконапорных пластов, определение мест негерметичностей обсадных колонн, выявление заколонных и внутриколонных межпластовых перетоков.

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

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений с помощью методов ПГИ в последнее время развился в отдельное, крупное направления ГИС со своими особенными методами интерпретации, комплексами оборудования, а также технологиями проведения промысловой геофизики в скважине.

Под ПГИ подразумеваются огромное множество исследований скважин, которые выполняются с помощью каротажного кабеля и регистрирующей аппаратуры в подъемнике. Эти методы направлены на изучение физических свойств изучаемого пласта, состояния технической колонны, определение состава и скорости флюида в скважине.

Комплекс методов подбирается исходя из геологического задания, условий работы и желаемых результатов.

После анализа работ, проведенных раньше в соседних скважинах, ориентируясь на наиболее эффективное решение поставленных

геологических задач, согласно заданию, были запроектированы следующие методы ПГИ:

- **Термометрия;**
- **Гамма-каротаж и Локатор муфт;**
- **Термокондуктивная расходометрия;**
- **Влагометрия;**
- **Резистивиметрия;**

**ГК и ЛМ** мы используем для привязки глубины, **Термометрия** в составе ПГИ считается одним из самых универсальных и распространённых методов. Он основан на изучении естественного теплового поля (геотермы) и сторонних полей в скважине, измеряемой величиной является температура в градусах Цельсия. Данный метод позволяет:

- оценить техническое состояние скважины,
- высоту подъема и качество цемента,
- определение интервалов негерметичности и заколонных перетоков
- в комплексе с другими методами состава притока способен выделять интервалы и профили притоков флюида

С помощью влагометрии, термокондуктивной расходометрии и резистивиметрии мы сможем еще детальнее получить профиль притока флюида.

В **термокондуктивной расходометрии** измерительным элементом является резистор, который нагревается до температуры, превышающей окружающую среду, в следствие чего поток жидкости охлаждает его, из-за чего меняются показания тока в приборе, количество, скорость и сам вид флюида напрямую влияют на показания этого прибора. Этот метод очень чувствителен, поэтому по нему хорошо выделяется состав жидкости в скважине.

**Влагометрия** основана на замерении диэлектрической проницаемости среды, так, например, имеет диэлектрическую проницаемость от 50 до 80, а нефть от 2 до 4, что дает нам достаточно явное расхождение показаний для каждого флюида. Величина этой проницаемости замеряется с помощью измерительного датчика, являющимся проточный конденсатором, когда протекает водонефтяная смесь изменяется показания RC- генератора, из-за чего мы и получаем значения проницаемости флюида.

Данный метод нам требуется для установления границ ВНК или их смесей в скважине.

**Резистивиметрия** основана на замерении УЭС флюида в скважине. Внутри прибора имеется измерительная и генераторная катушка, которая создает в окружающей среде вихревые токи, которые и порождают вторичное поле, которое замеряет измерительная катушка, величина этого поля напрямую зависит от сопротивления среды. Данную индукционную модификацию применяют для разделения состава-притока флюида в скважине, установления зон негерметичности, а также для оценки минерализации воды. Ограничения этого метода в основном ориентированы на минерализацию бурового раствора и присутствие гальванического контакта между прибором и горной породой.

Главной задачей на Вахском месторождении является определение обводненных пластов в продуктивных разрезах, поэтому главным методом будет термометрия, но исследования проводятся при работающих нефтяных интервалах, поэтому состав притока не менее важен – это главная причина расширения комплекса такими методами как: *термокондуктивная расходометрия, влагометрия и индукционная резистивиметрия*. Данный комплекс методов является оптимальным для определения источника обводнения и определения «состава-притока». ГК и ЛМ будем использовать, чтобы привязать данные исследования по глубине, а также для выявления аномалий РГХ.

## **5. Методические вопросы**

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

Промыслово-геофизические методы для исследования обсаженных скважин **будут использоваться для решения следующих задач:**

- ✓ выявление притоков,
- ✓ определение интервалов поступления нефти, воды и газа,
- ✓ выявление высоконапорных пластов,
- ✓ определение мест негерметичностей обсадных колонн,
- ✓ выявление заколонных и внутриколонных межпластовых перетоков.

При формировании задач для проведения ГИС в скважине требуется уточнить комплекс методов и технологии замера. Например, в законсервированных или длительно простаивающих скважинах выполняют замеры относительно фона, который был до начала проведения ГИС.

Поставленные задачи будут решаться следующими геофизическими методами:

- определение местоположения технологического оборудования скважины (ЛМ);
- определение отдающих пластов в разрезе скважины, решается методами механической расходомерии и термокондуктивной дебитометрии;
- определение работающих мощностей пластов и отдающих интервалов фильтра скважины, решается методами расходомерии, термокондуктивной дебитометрии;
- определение местоположения технологического оборудования скважины, решается методом (ЛМ);
- определение отдающих пластов в разрезе скважины, решается методами механической расходомерии и термокондуктивной дебитометрии;

- определение работающих мощностей пластов и отдающих интервалов фильтра скважины, решается методами расходомерии, термокондуктивной дебитомерии и термометрии;
- определение интервалов поступления флюида в скважину, решается методами гамма – гамма плотнометрии и влагомерии;
- определение суммарного дебита скважины, решается методом механической расходомерии;
- определение дифференциального и интегрального профиля притока, решается методом расходомерии механической;
- определение динамических и статических уровней жидкости в стволе скважины, решается методами влагомерии и гамма – гамма плотнометрии;
- определение источника обводнения скважиной продукции, решается методами термометрии, расходомерии, плотнометрии, влагомерии и ГК.

## **5.2 Интерпретация геофизических данных**

Интерпретация ПГИ проводится с целью получения информации обводненности пласта, его эксплуатационных характеристик и состояния технической колонны. В итоге получается заключение, содержащие выводы по результатам этих исследований. Данное заключение составляется на основе данных исследованиях, данных промысловых исследований после бурения, геолого-промысловых данных о разработке месторождения. Интерпретацию желательно начинать с оценки технического состояния скважины, а затем уже переходить к эксплуатационным характеристикам пласта.

Ниже представлено описание интерпретации методов, входящих в наш комплекс ГИС.

Обработка диаграмм локатора муфт заключается в анализе аномалий, которые показывают зоны перфораций, муфтовые соединения и их глубина, а

также в целом техническое состояние колонны. На данную запись исследования наносятся условные обозначения положения муфт, скважинного оборудования (репер, пакер, воронки и т.д.) и интервалы перфорации.

Гамма-каротаж необходим нам в первую очередь для привязки глубины исследований, для этого совмещается измеренная кривая гамма активности с эталонной кривой данной скважины, которая была получена на стадии разведки. А также по аномалиям расхождения измеренной кривой и фоновой можно получить информацию о наличии радигеохимических аномалий, связанных с вымыванием радиоактивных элементов из пласта водой.

Влагометрия позволит отбить водонефтяной раздел в скважине, по резкой аномалии при погружении измерительного датчика в менее или более диэлектрически проницаемую среду, аналогично получаем уровень жидкости в скважине.

### ***Обработка и интерпретация термограмм***

Фоновая естественная температура характеризуется геотермой – кривой, заключенной в стоячей скважине. Обработка сводится к обнаружению аномалий расхождения замеренной кривой температуры от геотермы замеренной в стоячей скважине. По расхождению между этими кривыми можно выделить интервалы нарушения теплового равновесия и по определённым признакам судить о причине расхождения.

### ***Обработка диаграмм дебитометрии***

Количество и состав флюида, циркулирующего в скважине определяют механическими термокондуктивными расходомерами.

Исследования потока жидкости в стволе скважины производят градуированными расходомерами. Согласно градуировочной характеристике, представляющей собой зависимость числа оборотов в турбинке от объемного расхода жидкости.

Интегральные профилограммы строят по результатам точечных измерений.

Профиль – основной исходный источник информации о распределении контролируемой величины потока в стволе скважины вдоль вскрытого перфорацией продуктивного разреза или зоны притока флюида. Изучение профиля притока является важной задачей и выполняется на протяжении всей разработки скважины.

Результатами полученных измерений будут места притока флюида, зоны негерметичности, интервалы поглощения флюида.

Основное назначение интегральных и дифференциальных профилей расхода – установление работающей толщины пласта и оценка в дальнейшем коэффициента охвата залежей системой разработки. В случае отсутствия опорных профилей интерпретацию материалов расходомерии с целью определения работающей толщины пласта необходимо проводить с привлечением данных об энергетических характеристиках пластов и величинах забойного давления на дату исследования. По данным барометрии определяется величина депрессии в процессе исследования.

#### **Вывод:**

Анализ геофизической информации по Вахскому месторождению показывает, что геофизические методы работают. Комплекс промыслово-геофизических исследований в составе термометрии, расходомерии, гамма-гамма плотнометрии, акустической шумометрии, резистивиметрии, влагометрии, в условиях современной освоенности Вахского месторождения позволяет эффективно решить задачи ПГИ: выявление притоков, определение интервалов поступления нефти, воды и газа, определение зон негерметичности, выявление заколонных перетоков и их вариаций: внутриколонных и межпластовых.

Наибольшую и эффективную информацию мы получаем при измерении состояния скважин во времени, поэтому, необходим мониторинг



состояния и других скважин, для более точного получения информации о них.

## **6 Специальное исследование: АВПД для оценки нефтегазоносности глубоких горизонтов нефтегазоконденсатных месторождений Уренгойского региона**

### **6.1 Актуальность, цель исследования, источники информации**

Разработка месторождений углеводородов в наши дни только наращивает темпы, внедряются все новые способы/методики/оборудование и т.п. в процесс извлечения и переработки сырья. Именно поэтому тема нахождения новых источников углеводородов в основном газодобывающем регионе России как никогда является актуальной для обсуждений. Надежды разработчиков устремлены на более глубокие горизонты месторождений в связи с единичными нефтегазовыми проявлениями в нижнемеловых и среднеюрских отложениях Уренгойского региона (Ачимовский комплекс, тюменская свита, юрские отложения).

#### *Цель исследования*

Выявить закономерность между наличием АВПД в нижнемеловых и юрских отложениях и соответствующей этой аномалии нефтегазоносностью нижележащих пластов.

#### *Использованные источники*

Данная тема исследования опирается на следующую литературу:

- Диссертация Загоровского Ю.А., который описывал роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере западной сибери, материалы сейсморазведки и геологического строения разведочных скважин, представленные в данной диссертации, легли в основу рассуждений [14].
- Используются рассуждения сторонника чрезвычайно широких теорий о процессах распространения и миграции в земной коре газов, автора газодинамической гипотезы генезиса АВПД - К.А. Аникиев, которым доказывалось сосуществование АВПД и газонасыщения, тезис «нет газа – нет и АВПД, есть АВПД – есть и газ» [15, 16].

- Использована геологическая характеристика аномалий АКЗ (аномальные кольцевые зоны), образованных вследствие АВПД, описанная Неждановым А.А [17].

## **6.2 Основные результаты исследования**

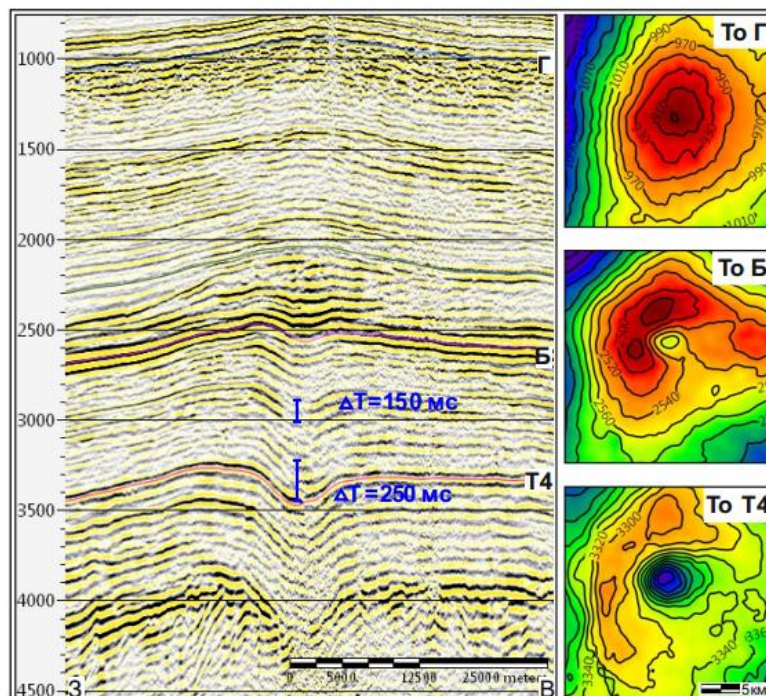
В 80-х годах прошлого века, на сейсмических разрезах МОГТ на некоторых месторождениях УВ севера ЗС были обнаружены объекты напоминающие пузыри, на временных сейсмических разрезах по верхним отражающим горизонтам они представляются структурными поднятиями, а по нижележащим они трансформируются в прогибы, которые увеличивают по разрезу в глубину свою амплитуду, данные «пузыри» имеют в плане сферическую форму. Первооткрыватели указанных объектов: Л.Ш. Гиршгорн и В.Г.Кабалык посчитали причиной образования данных объектов особые тектонические и седиментационные процессы – предполагалось, что пески ачимовских толщ, при погружении осадков, уплотнялись меньше, чем синхронные им глины, что и стало причиной формирования данной инверсии [18,19]. Данное объяснение не выглядело логичным, учитывая увеличивающуюся по разрезу амплитуду этих аномалий, но за недостатком обратных аргументов эта теория оставалась до 2006-2012 года, когда были получены геофизические данные опровергающие «кажущуюся инверсию» полученную по данным МОГТ.

Вопрос вновь стал открытым, поэтому А.А. Неждановым было предложено название «аномальные кольцевые зоны» или АКЗ, которое мы и будем употреблять при дальнейшем описании таких объектов. Пример данной аномалии можно увидеть на съемке МОГТ Ямбургского месторождения (рис. 6.2.1).

Аналогичные аномалии были обнаружены и на других месторождениях, но также опровергнуты данными ГИС:

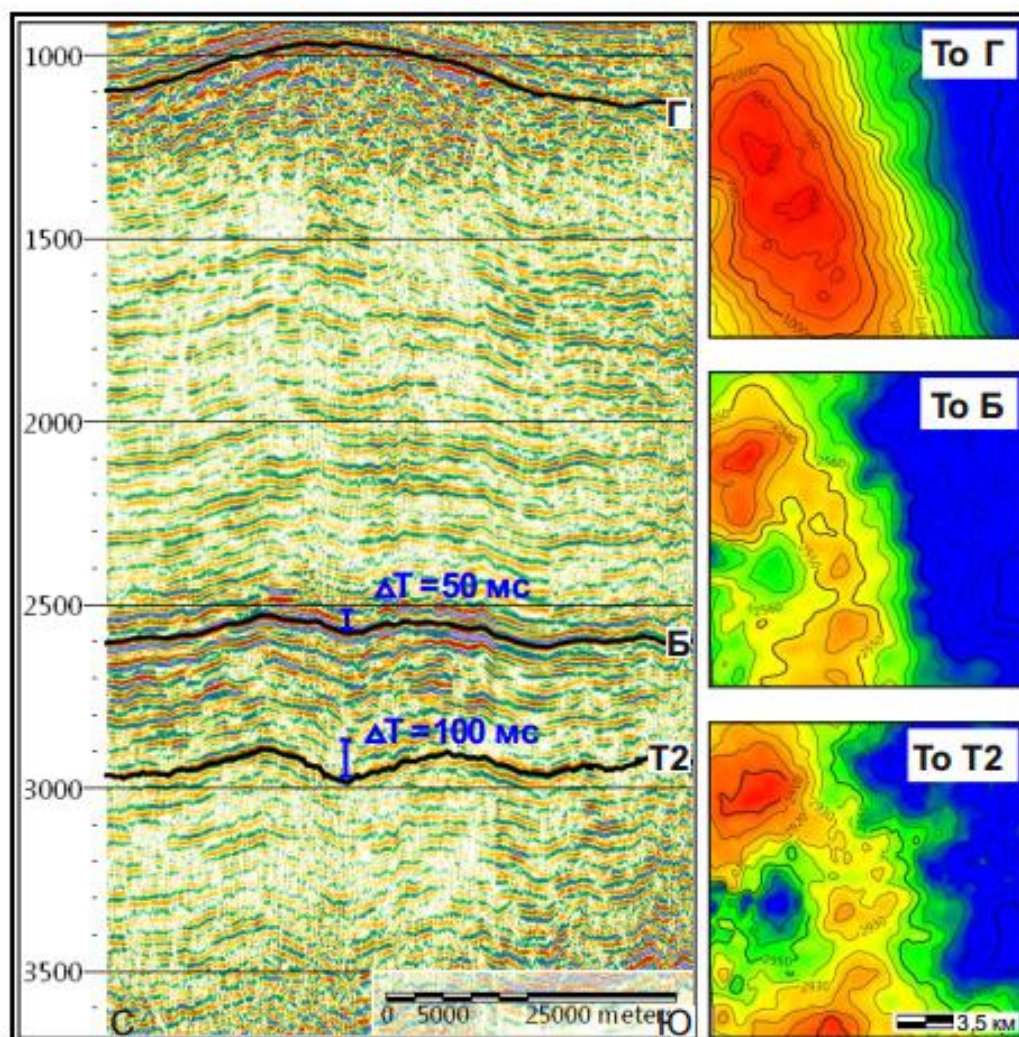
- 2006 г. на Хальмерпаютинском месторождении скважина 2099 вскрыла среднюю юру (малышевская свита);

- 2009 г. Юрхаровская скважина 134 остановлена в среднеюрских отложениях;
- 2012 г. Пяяхинская скважина 2011 остановлена в среднеюрских отложениях.



*Рис. 6.1 Морфология и размеры Ямбургской АКЗ*

Замеры скважины 2099 показали, что скорость упругих колебаний резко упала при входе в АКЗ – с 4500 м/с до 2750 м/с, т.е. на 40% относительно вышележащих отложений. Аналогичные данные касательно резкого падения скорости распространения упругих волн в зоне АКЗ были представлены и в вышеописанных скважинах Юрхаровсой и Пяяхинской площади. Подобное падение скорости отражается на материалах ВСП скважины 2011 Пяяхинской площади на рисунке 6.2.2.



*Рис. 6.2.2 АКЗ на северном куполе Уренгойского месторождения*

Аналогичные результаты получены при детальном изучении скоростей сейсмических волн МОГТ 2D и 3D на многих других месторождениях ЗС (рис. 6.2.3-6.2.4) [20].



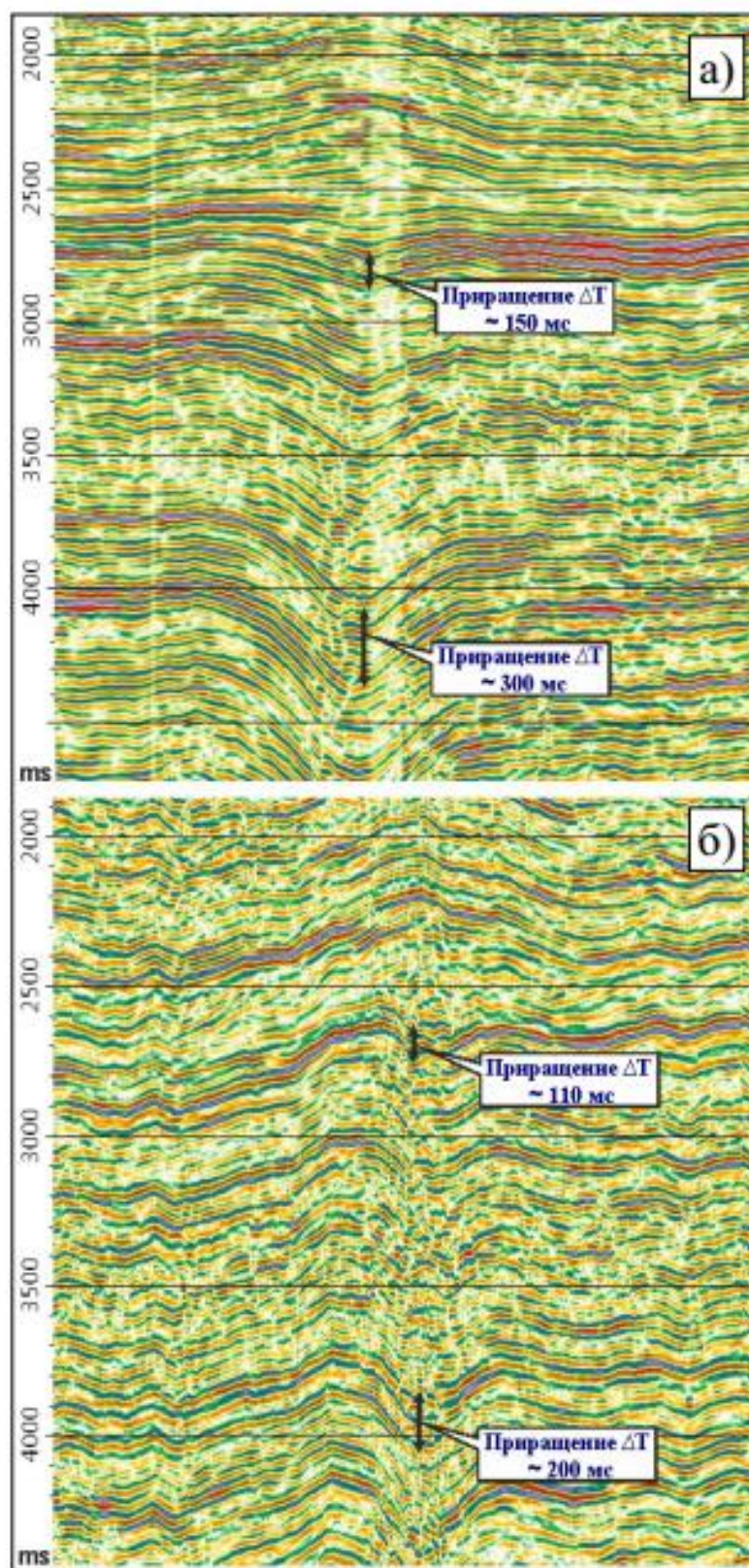
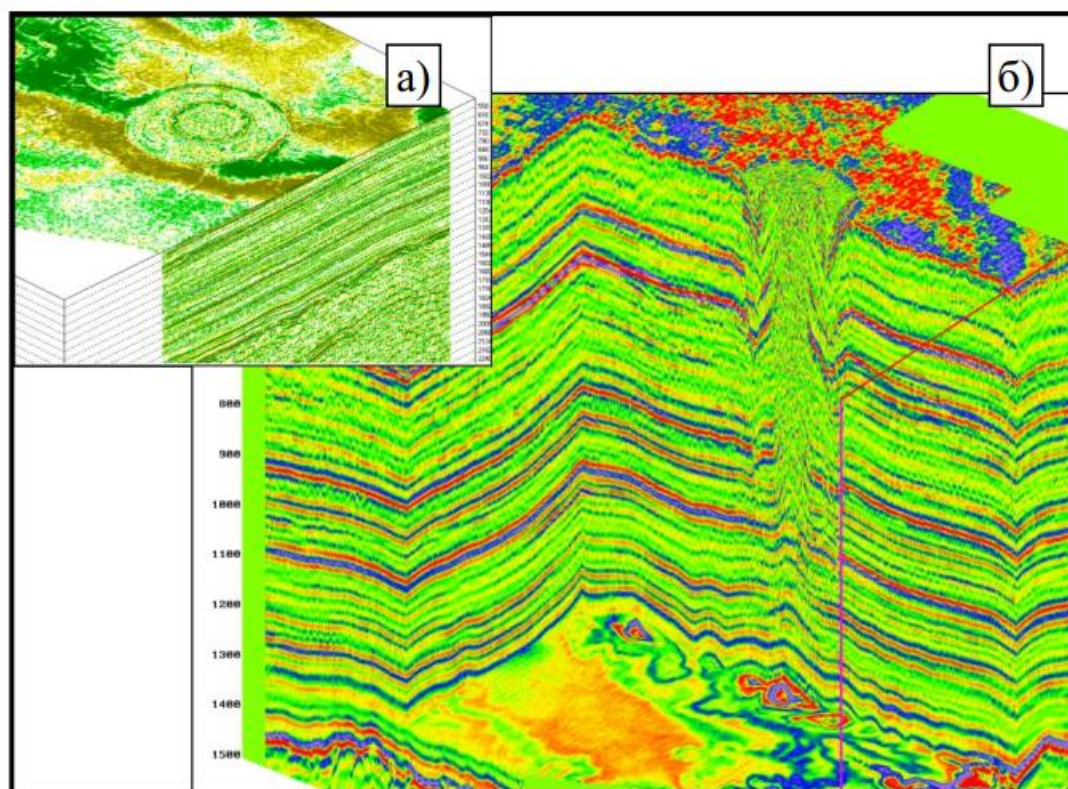


Рис. 6.2.3 Хальмерпаяутинская (а) и Пяяхинская (б) АКЗ  
(фрагменты временных разрезов по региональным профилям МОГТ №109,  
108)



*Рис. 6.2.4 Круглый в плане объект МОГТ 3D на Пулытынской площади (Иусское месторождение). а – горизонтальный срез куба; б – вертикальное сечение куба амплитуд, иллюстрирующее строение Иусского объекта в разрезе*

По данным на 2015 год в северной зоне Западной Сибири АВПД отложений Ачимовской толщи неокома вскрыты 477 поисковыми и разведочными скважинами, в которых испытано 542 объекта, по результатам которых в 32% случаев получены притоки газоконденсата, нефти – 15%, в 7% приток представлен водой, в 21% случаев – водой с пленкой нефти или конденсата, 4% – притоки смешанного состава. В 16% случаев притока не получено (рисунок 6.2.5). Касательно среднеюрских отложений (Тюменской свиты) были получены следующие результаты: из 336 испытанных объектов верхнего интервала отложений тюменской свиты (пласты Ю2-Ю4) 17% оказались «сухими». Причём в 42% были получены притоки газоконденсатной смеси, 18% притоки нефти, 13% объектов дали воду, 4% -



воду с плёнкой нефти, 6% - смешанные притоки газоконденсата и нефти (рисунок 6.2.5).

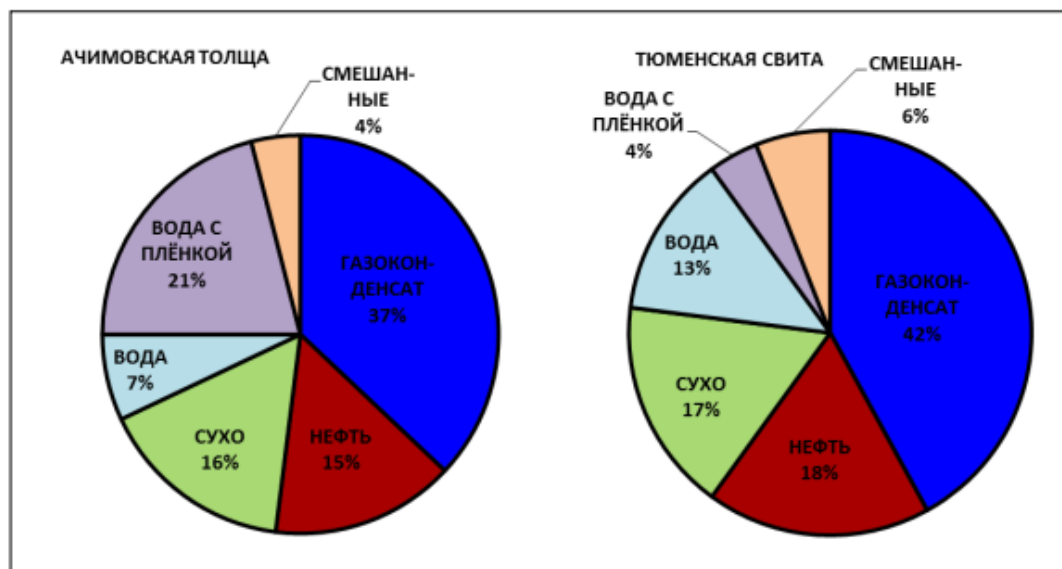


Рис. 6.2.5 – Статистика результатов испытания разведочных скважин в северной зоне АВПД ЗС

Помимо этого, в зоне АВПД в отложениях ачимовской толщи неокома и верхней части тюменской свиты уже открыто более 120 залежей нефти и газоконденсата, содержащих уникальные по объему запасы и ресурсы углеводородов, которые эквиваленты или даже превышают запасы нефти, газа и газоконденсата в вышележащих отложениях.

Вышеизложенные данные подтверждают распространение в ЗС «аномальных кольцевых зон» или АКЗ (А.А.Нежданов, 2012 г.). В итоге мы видим, что эти аномалии маркируют зоны, сложенные породами, находящимися под предельно возможной нагрузкой внутрипорового флюида, в большинстве своем (как показывают результаты испытаний) – это углеводородные газы. Эти аномалии сопровождаются максимально возможным АВПД и газонасыщением, а также все изученные бурением АКЗ сопровождаются многозалежными месторождения УВ «шашлычного» типа, поэтому наличие АКЗ является критерием нефтегазоносности структуры. Установленная пространственная связь распространения залежей газа и газоконденсата с зонами АВПД позволяет оптимистично оценивать



перспективы прироста запасов УВ в зонах северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, где были обнаружены зоны АВПД.

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Проектируемые геофизические работы для определения эксплуатационных характеристик пластов-коллекторов методами ПГИ являются частью нефтегазовой промышленности. Данные работы будут выполняться на территории Вахского нефтяного месторождения, в административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского Автономного округа Тюменской области. На запроектированном участке работ будет проводиться комплекс промыслово-геофизических исследований для определения источника обводнения скважины.

Нефтегазовая промышленность имеет множество сегментов, основными являются:

- Разведка и добыча нефти и газа
- Переработка нефти и газа
- Транспортировка нефти и газа

		<i>Сегменты</i>		
		<i>Разведка и добыча нефти и газа</i>	<i>Переработка нефти и газа</i>	<i>Транспортировка нефти и газа</i>
<i>Размер компании</i>	<i>Малые</i>		<i>Частные небольшие компании</i>	
	<i>Средние</i>	Региональные фирмы	Дочерние компании «Газпром», «Роснефть»	Дочерние компании «Газпром», «Роснефть»
	<i>Большие</i>	«Газпром» «Роснефть» «Новатэк», множество иностранных фирм.	«Газпром» «Роснефть», множество иностранных фирм.	«Газпром», другие частные и государственные компании

Рис. 7.1.1 Карта сегментирования рынка услуг (по цвету от темно-серого (максимально конкурентная область) - до светло-серого (максимально респектабельный сегмент))

Как видно из рисунка выше наиболее перспективным сегментом являются средние и малые региональные фирмы в сегменте разведки и добычи нефти и газа, так как небольшие заказы крупные компании отдают подрядчикам, находящимся на данных месторождениях, поэтому проектируемые геофизические работы затрагивают направление «Геофизических работ в скважине (ГИС)», что является частью сегмента «Разведки и добычи нефти и газа» и данный сегмент является наиболее перспективным и рентабельным согласно рисунку 7.1.1.

Потенциальными потребителями, или же в данном случае ближе к контексту – заказчиками, являются недропользователи месторождений, такие как НК «Роснефть, ПАО «Газпром» и др. На рассматриваемом Вахском нефтяном месторождении недропользователем является ОАО «Томскнефть ВНК».

Привлекательными в будущем для проектирования работ могут быть другие направления работ, будь то «разработка и эксплуатация нефтегазовых скважин», «геолого-технические исследования скважин» и другие внутри сегмента «Разведки и добычи нефти и газа».

## **7.2 Анализ конкурентных технических решений**

Для данных работ будет использоваться геофизический прибор: **КСА-Т7-38**. Данный скважинный прибор предназначен для геофизических исследований с целью контроля технического состояния эксплуатационных нефтяных и газоконденсатных скважин. Скважинное оборудование работает с одновременной регистрацией восьми геолого-технических параметров и передачей информации в цифровом коде по одножильному кабелю. Максимальная рабочая температура составляет 120 °С, давление – 60 МПа, прибор рассчитан на диаметр скважин 38 мм и более.

В геофизических работах используется множество разнообразных приборов и оборудования от разных производителей и обладающих различными техническими характеристиками. Поэтому рассмотрим конкурентные решения в области аппаратуры для проведения ГИС:

- ✓ главным конкурентным решением является скважинный прибор **СКАТ-К9-50/150**. Данный 6-ти канальный прибор предназначен для проведения геофизических исследований в действующих скважинах нефтяных, и газоконденсатных месторождений с внутренним диаметром 50 мм и более при температуре окружающей среды от минус 10 до плюс 150 °С и избыточном давлении до 60 МПа.

- ✓ другая конкурентная разработка – прибор **ПИК-38**. Прибор предназначен для геофизических исследований эксплуатационных скважин при контроле за разработкой

нефтяных и нефтегазовых месторождений с внутренним диаметром не меньше 63 мм, позволяет вести регистрацию 8-и каналов одновременно. Прибор конструировался с учетом лучших российских и импортных наработок в данной области, в результате прибор может работать при температуре окружающей среды до 150 градусов и давлении до 80 МПа.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения целесообразно проводить с помощью оценочной карты, которая представлена ниже в таблице 7.1.2.

Анализ этих решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность скважинного прибора;  $B_i$  – вес показателя (в долях единиц);  $B_i$  – бал i-го показателя.

Здесь  $B_{1/2/3}/K_{1/2/3}$  – баллы и конкурентоспособность **КСА-Т7-38**, **СКАТ-К9-50/150** и **ПИК-38** соответственно.

Таблица 7.1.2 – Оценочная карта для сравнения скважинных приборов

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub>	Б <sub>3</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические параметры</b>							
1. Максимально допустимое рабочее давление	0.05	3	3	4	0.15	0.15	0.2
2. Максимально допустимая рабочая температура	0.05	4	5	5	0.2	0.25	0.25
3. Количество доступных каналов (канальность)	0.15	5	4	5	0.75	0.6	0.75
4. Диаметр прибора	0.08	5	4	4	0.4	0.32	0.32
5. Универсальность применения на разных месторождениях УВ	0.07	5	5	4	0.35	0.35	0.28
6. Масса прибора	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
<b>Экономические критерии</b>							

1. Цена прибора	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
2. Сложность и стоимость ремонта/замены модулей	0.1	3	5	3	0.3	0.5	0.3
3. Износостойкость	0.2	3	3	5	0.6	0.6	1
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>4.25</b>	<b>3.97</b>	<b>4.1</b>

По данной таблице мы видим, что выбранный для проведения работ геофизический прибор **КСА-Т7-38**, хоть и уступает в максимально допустимой рабочей температуре и сложности ремонта, но это компенсируется его неплохой долговечностью и универсальностью прибора, а также меньшей ценной в сравнении с остальными приборами. Но прибор **ПИК-38**, хоть и дорог в обслуживании, но является гораздо более износостойким (что является очень важным критерием при закупке оборудования) и по многим параметрам не уступал или даже превосходил представленный **КСА-Т7-38**, что может привести к размышлениям о будущей замене выбранного решения на более дорогой и современный прибор, при должном финансировании.

### 7.3. Планирование геофизических проектных работ

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент (в лице инженера). Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Последовательность, а также распределение работ по исполнителям представлена ниже в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на проектирование геофизических работ	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	4	Составление календарного плана	Руководитель

		проектирования работ	
Разработка технической документации и проектирование работ	5	Анализ существующих приборов для решения поставленных геофизических работ	Инженер
	6	Расчет технических параметров для скважины	Руководитель, Инженер
	7	Подбор оптимального плана работ на проектной скважине	Руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Инженер
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

Проектные геофизические работы реализуются в 10 этапов.

#### 7.4 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость работ оценивается в человеко-днях, носит усредненный характер (ожидаемый) и находится по формуле:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5},$$

где  $t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;  $t_{min\ i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;  $t_{max\ i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях  $T_p$ . Величина  $T_p$  учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_p = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i},$$

где  $t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел. Результаты этих расчетов будут приведены ниже в таблице 7.5.1.

### 7.5 Разработка графика проведения проекта

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал},$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  $k_{кал}$  – коэффициент календарности

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;  $T_{вых}$  – количество выходных дней в году;  $T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

Рассчитаем коэффициент календарности для руководителя и инженера, принимаем, что у научного руководителя 6-ти дневная рабочая неделя, а у студента (инженера) пятидневная рабочая неделя.

$$k_{кал(руководитель)} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} \sim 1,22;$$

$$k_{кал(инженер)} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} \sim 1,47.$$

Тогда для примера рассчитаем 1 этап работ (Составление и утверждение технического задания на проектирование геофизических работ):

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} + 2t_{\max\ i}}{5} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел} - \text{дней};$$

$$T_p = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дня},$$

так как у нас в первом проекте участвует только руководитель в длительности этапа используем  $k_{\text{кал}}(\text{руководителя})$ :

$$T_k = T_p * k_{\text{кал}} = 1,8 * 1,22 \sim 2,2 \text{ дней}.$$

Остальные полученные результаты по остальным этапам представлены в таблице 7.5.1.

Таблица 7.5.1 Временные показатели проведения проекта по геофизическим работам

Название работ	Трудоемкость работ						Длительно сть работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительно сть работ в календарн ых днях $T_{ki}$		
	$t_{mini}$ , чел-дни		$t_{maxi}$ , чел-дни		$t_{ожi}$ , чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на проектирование геофизических работ	1		3		1,8		1,8		2,2	
Подбор и изучение материалов по теме		3		7		4,6		4,6		6,8
Выбор направления исследований	1	3	2	5	1,4	3,8	0,7	1,9	0,9	2,8
Составление календарного плана проектирования	1		2		1,4		1,4		1,7	



работ										
Анализ существующих приборов для решения поставленных геофизических работ		2		4		2,8		2,8		4,1
Расчет технических параметров для скважины	3	5	7	10	4,6	7	2,3	3,5	2,8	5,1
Подбор оптимального плана работ на проектной скважине	3	5	7	10	4,6	7	2,3	3,5	2,8	5,1
Оценка эффективности полученных результатов	1		2		1,4		1,4		1,7	
Определение целесообразности проведения процесса	1	1	1	2	1	1,4	0,5	0,7	0,6	1
Разработка презентации и раздаточного материала		2		3		2,4		2,4		3,5
<b>Итого, дн.</b>									<b>12,7</b>	<b>28,5</b>

Таблица 7.5.2 – Календарный план-график проведения работ по проектированию геофизических исследований скважины

№	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , календарных дней	Продолжительность выполнения работ					
				сентябрь			октябрь		
				1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания на проектирование геофизических работ	Руководитель	2,2						
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	6,8						
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	3,6						
4	Составление календарного плана проектирования работ	Руководитель	1,7						
5	Анализ существующих приборов для решения поставленных геофизических работ	Инженер	4,1						
6	Расчет технических параметров для скважины	Руководитель, Инженер	8						
7	Подбор оптимального плана работ на проектной скважине	Руководитель, Инженер	8						
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	1,7						
9	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Инженер	1,6						
10	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер	3,5						

Обозначения:

Руководитель	
Инженер	
Руководитель и инженер	

На основе данных графика (табл.7.5.2) можно сделать вывод, что продолжительность работ по проектированию геофизических работ займет 4 с лишним декад. Начало разработки проекта придется на первую декаду сентября и закончится второй декадой октября. Значение реальной продолжительности работ может быть, как меньше (при благоприятных обстоятельствах) посчитанного значения, так и больше (при неблагоприятных обстоятельствах), так как трудоемкость носит вероятностный характер. Длительность выполнения проекта в календарных днях равна – 12,7 день (длительность выполнения проекта руководителем); – 28,5 дня (длительность выполнения проекта инженером).

## 7.6 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

### 7.6.1 Расчет материальных затрат НТИ

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 7.6.1 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материал $З_{м}$ , руб.
Краска для принтера	шт.	1	550	550
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	2	220	440
Ручка шариковая	шт.	4	10	40
Карандаш чертежный	шт.	4	5	20
<b>Итого, руб.</b>				<b>1050</b>

В сумме материальные затраты составили 1050 рублей, цены были взяты усредненные по городу Томску.

### 7.6.2 Основная заработная плата исполнителей проекта

Статья включает в себя основную заработную плату  $З_{осн}$  и дополнительную заработную плату  $З_{дон}$

$$З_{зн} = З_{осн} + З_{дон}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20% от  $З_{осн}$ , в нашем случае возьмем 13,5% от основной.

Основная заработная плата руководителя:

$$З_{осн} = З_{дн} * T_p,$$

где  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, раб.дн. (таблица 7.5.1);  $З_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

$$З_{дн} = \frac{З_m * M}{F_d},$$

где  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение (10 для 6-ти дневной рабочей недели, 11 для 5-ти дневной);  $F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн.;  $З_m$  – месячный должностной оклад работника, руб:

$$З_m = З_{мс} * (1 + k_{np} + k_d) * k_p,$$

где  $З_{мс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;  $k_{np}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $З_{мс}$ );  $k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;  $k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Для расчета заработной платы высчитаем действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта:

Таблица 7.6.2.1 Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни)	76+14	76+14
Потери рабочего времени (отпуск)	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	227

Оклады для студента и научного руководителя взяты в соответствии с окладами в ТПУ:

$$\begin{aligned} З_{м(руководитель)} &= З_{мс} * (1 + k_{np} + k_d) * k_p = 26300 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 \\ &= 51\,285 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$З_{дн(руководитель)} = \frac{З_m * M}{F_d} = \frac{51285 * 10}{247} = 2076,3 \text{ руб.};$$

$$З_{осн(руководитель)} = З_{дн} * T_p = 2076,3 * 12,7 = 26370 \text{ руб.};$$

$$З_{дон(руководитель)} = 0,135 * З_{осн} = 0,135 * 26370 = 3560,8 \text{ руб.};$$

Аналогично для студента (инженера):

$$\begin{aligned} З_{м(студент)} &= З_{мс} * (1 + k_{np} + k_{\partial}) * k_p = 1900 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 \\ &= 3705 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$З_{дн(студент)} = \frac{З_{м} * M}{F_{\partial}} = \frac{3705 * 11}{227} = 180,5 \text{ руб.};$$

$$З_{осн(студент)} = З_{дн} * T_p = 180,5 * 28,5 = 5117 \text{ руб.};$$

$$З_{дон(студент)} = 0,135 * З_{осн} = 0,135 * 5117 = 690,8 \text{ руб.};$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены ниже в таблице 7.6.2.2

Таблица 7.6.2.2 Расчет основной заработной платы

Исполнитель проекта	$З_{мс}$ , руб.	$k_{np}$	$k_{\partial}$	$k_p$	$З_{м}$ , руб.	$З_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$З_{осн}$ , руб.	$k_{дон}$	$З_{дон}$ , руб.	Итого, руб.
Научный руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2076,3	12,7	26370	0,135	3560,8	29930,8
Студент (инженер)	1900				3705	180,5	28,5	5117		690,8	5807,8

### 7.7 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды. На 2019 год процент отчисления в пенсионный фонд составляет 27,1%.

$$C_{внеб} = 0,271 * (З_{осн} + З_{дон})$$

Для руководителя и студента:

$$C_{внеб(руководитель)} = 0,271 * (З_{осн} + З_{дон}) = 0,271 * 29930,8 = 8128,2 \text{ руб.};$$

$$C_{внеб(студент)} = 0,271 * (З_{осн} + З_{дон}) = 0,271 * 5807,8 = 1574 \text{ руб.};$$

$$\text{Общие отчисления: } C_{внеб} = 1574 + 8128,2 = 9702,2 \text{ руб.};$$

## 7.8 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 7.3 – 7.7, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}},$$

где  $k_{\text{нр}}$  - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%. Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{\text{накл}} = (1050 + 29930,8 + 5807,8 + 9702,2) \cdot 0,2 = 9230 \text{ рублей.}$$

## 7.9 Формирование бюджета затрат на проектирование

Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 7.9.

Таблица 7.9 Бюджет затрат на проектирование тепловой сети

Наименование статьи	Сумма, руб.	В % к итоговым затратам
1. Материальные затраты проекта	1 050	1,9
2. Затраты по основной заработной плате	31 487	56,5
3. Затраты по дополнительной заработной плате	4 251,6	7,6
4. Отчисления во внебюджетные фонды	9 702,2	17,4
5. Накладные расходы	9 230	16,6
Общий бюджет затрат на проектирование	<b>55 720,8</b>	<b>100</b>

## 7.10 Ресурсоэффективность

Определение ресурсоэффективности происходит на основе интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;  $a_i$  –

весовой коэффициент проекта;  $b_i$  – балльная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Данная работа подразумевает проект геофизических работ, поэтому рассмотрим сравнительную оценку характеристик разрабатываемого проекта работ в таблице 7.10:

Таблица 7.10 – Сравнительная характеристика разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Безопасность	0,2	4
2. Надежность	0,2	5
3. Долговечность	0,2	5
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5
5. Технологичность	0,15	3
6. Энергоэкономичность	0,1	4
Итого	1,00	4,33

Рассчитаем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = \sum a_i * b_i = 0,2 * 4 + 0,2 * 5 + 0,2 * 5 + 0,15 * 5 + 0,15 * 3 + 0,1 * 4 = 4,4.$$

Данный проект работ выполнен с максимальным упором на безопасность, так как подразумевает работы на нефтегазовом месторождении, но не исключаем человеческие факторы, так же, как и было выше сказано в главе посвященной анализу приборов имеется более технологичное решение, но с данным проектом работ и прибором у нас имеется максимальное удобство в эксплуатации и неплохая энергоэкономичность, что очень важно.

В результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее эффективный и недорогой скважинный прибор, а именно **КСА-Т7-38**.

Построен календарный план–график проведения работ по проектированию геофизических работ каждого из исполнителей проекта. Общее количество дней на выполнение проектных работ составляет **41,2** дня. Затраты на проектирование составили **55720,8** руб. Показатель ресурсоэффективности по пятибалльной шкале равен  $I_p = 4,4$ , что говорит об эффективной реализации работ по проектированию геофизических работ, делаем вывод о том, что работы являются экономически целесообразными.

## **8. Социальная ответственность**

### **Введение**

Проектируемые геофизические работы для определения эксплуатационных характеристик пластов-коллекторов методами ПГИ будут проводиться на Вахском месторождении. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского Автономного округа Тюменской области. Работы будут проводиться в зимнее время года в течение 6 суток. Местность в районе работ приурочена к водораздельной части Сибирских увалов и представляет собой всхолмленную равнину. Абсолютные отметки рельефа измеряются от +104 метров до +144 метров. Характерна сильная заболоченность, обилие озер, стариц, проток. По берегам рек и озер растет крупный лес (кедр, сосна, лиственница). Климат района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким, сравнительно теплым летом. Самый холодный месяц – январь (до –55 С). Устойчивый снежный покров устанавливается в октябре, сходит в конце апреля.

На запроектированном участке работ будет проводиться комплекс промыслово-геофизических исследований для определения источника обводнения скважин на Вахском месторождении.

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

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, тяжелые погодные условия проведения работ, переезды и т.д.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами), большим объемом спускоподъемных и погрузочно-разгрузочных работ. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника партии. Техника безопасности - это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих, опасных производственных факторов.

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений. Расположение техники,



нормирование по часам работ и правильность их выполнения прописывается в специализированной документации предприятия по геофизическим работам [20].

## 8.2. Производственная безопасность

Выполнение работ ПГИС на Вахском месторождении осуществлялось в полевых и камеральных условиях.

В таблице 8.2 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 8.2 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 [8] СНиП 2.04.05-91 [14] СанПиН 2.2.4.548-96 [16]
2. Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 [2] ГОСТ 12.1.030-81 [3] ГОСТ 12.1.038-82 [5] ПУЭ [13] СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03 [19]
3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.2.003-91 [9] ГОСТ 12.2.062-81 [4]
4. Пожароопасность	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [10] ППБ 01-03 [12] СНиП 21-01-97 [18]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СНиП 23-05-95 [15]
6. Превышение уровней шума	+	-	ГОСТ 12.1.003-83 [6] ГОСТ 12.4.125-83 [7] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [17]

7. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	-	ОСПОРБ – 99 [11]
--	---	---	------------------

### **8.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования, и мероприятия для их устранения**

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-2015 [1].

#### **1. Отклонение показателей микроклимата**

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

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Нижневартовском районе Тюменской области, где климат района континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет -20 -25 °С, иногда до -40 - 50<sup>0</sup>С. Зимний период продолжается в среднем 180-185 дней (с ноября по апрель). Толщина снежного покрова достигает 0,48 – 0,6 м, промерзаемость грунта 1,0-1,2 м. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В Постановлении №370 от 16.12.2002г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре - 27°С, -29°С с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°С, - 35°С без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре -35°С, -39°С с ветром силою не более 3 баллов без ветра - 40°С 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.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка – ушанка.

## **2. Электрический ток**

### **Полевой этап**

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как ухудшение электроизоляции, дефектов монтажа; поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое
- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);
- электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- характер тока, протекающего через человека;
- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [3], ГОСТ 12.1.019-79 [2], ГОСТ 12.1.038-82 [5]).

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 [2]:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к нетоковедущим частям, оказавшихся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- 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. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [2].

### **Камеральный этап**

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть. Оборудование, которое включено в сеть: электрический чайник, компьютеры, плоттер, принтер, микроволновая печь.

Инженер - интерпретатор работая с персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к нетоковедущим частям находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [5].

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [3], ГОСТ 12.1.019-79 [2], ГОСТ 12.1.038-82 [5]).

Помещение, где расположены компьютеры, относится по категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ [13], в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (к опасным относятся следующие условия: сырость ( $>75\%$  влажность) или токопроводящая пыль; токопроводящие полы; высокая температура ( $>30^{\circ}\text{C}$ ); возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, - с другой; химически активная или органическая среда) и соответствует ГОСТу 12.1.019-79 [2] и ГОСТу 12.1.038-82 [5].

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения.

### **3 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [4], ГОСТ 12.4.125-83 [7], ГОСТ 12.2.003-91 [9]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. 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, спецобувь, спецодежда). Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно - технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

#### **4 Пожароопасность**

##### **Полевой этап**

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. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [10].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

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

- |                   |   |
|-------------------|---|
| 1. Огнетушитель   | -1 шт. (на каждую машину) марки ОП 10(з). |
| 2. Ведро пожарное | -1шт.                                     |
| 3. Топоры         | -1 шт.                                    |
| 4. Ломы           | - 2 шт.                                   |
| 5. Кошма          | - 2мх2м (на каждую машину).               |

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

### **Камеральный этап**

Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие:

1. Причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
2. Открытый огонь – сварочные работы, курение, искры;
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества.

Согласно ППБ 01-03 [12] помещения и здания по пожаровзрывной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Помещения камеральные относятся к категории В - пожароопасное, т.е. помещения, в которых есть горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть (древесина, кровельный рулонный материал, линолеум, пенопласт, бетонные материалы, содержащие более 8% органического заполнителя).

Согласно ПУЭ [13] классом зоны пожароопасности этих помещений является П - 2а, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций:

Предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

1. измерение сопротивления изоляции  $R > 0,5 \text{ МОм}$ ;
2. защита от механических повреждений;
3. отключающая аппаратура (коммутирующая), предохранители, автоматы.

Для предотвращения нагрева количество подключаемых к источнику потребителей должно соответствовать мощности источника.

Работы по предотвращению открытого огня:

1. все сварочные работы должны производиться на определённом участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
2. организация специальных мест для курения и разведения костров;

3. весь транспорт снабжен искрогасителями, во взрывоопасных зонах использование инструмента только с изоляционным покрытием (изоляционными ручками).

Работа по предотвращению удара молнии, использование громоотводов заземлителей (электродов помещенных в грунт).

Работа по предотвращению накопления статического электричества:

1. все объекты заземляются, где ожидаются заряды статического электричества;
2. увлажнение помещений; при влажности  $> 60\%$  заряды не накапливаются.

На человеке может накапливаться до 50 кВ.

Организация и технические мероприятия в зданиях предполагают инструктирование персонала, обслуживающего электрические и другие устройства, использование СИЗ (средств индивидуальной защиты) такие как инструмент и изолированными ручками, указателей напряжения, резиновые коврики, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки.

## **5 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

### **Полевой этап**

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в нижеследующей таблице 8.2.1 Осветительным прибором является лампа накаливания.

*Таблица 8.2.1 - Нормы искусственного освещения (СНиП 23-05-95)*

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост, Зумпф промывочной жидкости	10
Стены	500
Рабочий стол	300



Рабочее освещение нормируется СНиП 23-05-95 [15] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

### **Камеральный этап**

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95 [15]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна. СНиП рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

## 6. Превышение уровней шума

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

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.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-83 [6] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [17]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю - эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

*Предельный спектр шума* - это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В таблице 8.2.2 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА. Постоянные шумы характеризуются по предельному спектру шума, а непостоянные – по эквивалентному уровню шума.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлем и т. п.).

*Таблица 8.2.2 - Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-83)*

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

### **7 Превышение уровня ионизирующих излучений**

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ). Источниками ионизирующего излучения служат плутоний-бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивные изотопы цезия.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ОСПОРБ – 99 [23].

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (таблица 8.2.3).

*Таблица 8.2.3 Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)*

Категория облучаемых лиц		Назначение помещений и территорий	Продолжительность облучения, ч/год	Проектная мощность эквивалентной дозы, мкЗв/ч
Персонал	Группа А	Помещения постоянного пребывания персонала	1700	6,0
		Помещения временного пребывания персонала	850	12
	Группа Б	Помещения организации и территория санитарно-защитной зоны, где находится персонал группы Б	2000	1,2
Население		Любые другие помещения и территории	8800	0,06

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.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах). Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

К основным параметрам радиоактивного заражения относятся:

1. Уровень радиации (доза), который показывает какую дозу может получить в единицу времени, обозначается буквой Р (р/час), (рад/час), а доза – рентген (Р), (рад).
2. Степень зараженности поверхности объекта (мр/час). Уровень радиации на местности, степень зараженности поверхности различных объектов радиоактивными веществами определяют по показаниям дозиметрических приборов (ДП – 5В, ИД – 1 и т.д.).

### 8.3 Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

Освоить месторождение, не подвергая техногенному воздействию недр невозможно, а на этапе эксплуатации — это влияние особенно сильно влияет на продуктивную часть недр.

Все возможные вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их устранению представлены в таблице 8.3.

*Таблица 8.3 Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах*

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
1	2	3
Защита атмосферы	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Защита литосферы	1. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др. 2. Засорение почвы производственными отходами и мусором	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой земли и т.д. 2. Вывоз и захоронение производственных отходов

Защита гидросферы	1. Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами) 2. Загрязнение бытовыми стоками 3. Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	1. Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора 2. Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлороторные и др.) 3. Ликвидационный тампонаж буровых скважин
-------------------	---	--

#### 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

Классификация ЧС по основным признакам:

1. По сфере возникновения:

- техногенные;
- природные;
- экологические;
- социально-политические и др.

2. По ведомственной принадлежности:

- в промышленности;
- в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве;
- в строительстве и др.

3. По масштабу возможных последствий:

- глобальные;
- региональные;
- местные.

4. По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий или чрезвычайных ситуаций, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы.

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором до устья.

Электроустановки должны быть исправны. Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы.

Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противодонной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противодонной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

### **Выводы по разделу**

При выполнении данного раздела были получены практические знания по поиску и применению региональных стандартов ГОСТов в разных областях безопасности жизнедеятельности по отношению к моему проекту.

Были продуманы и предложены несколько вариантов решений уменьшения нежелательных или опасных факторов как на самого работника, так и на окружающую среду на всех этапах проектной работы, на основе имеющихся данных и опыта самого автора этого проекта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ геофизической информации по Вахскому месторождению показывает, что геофизические методы работают. Комплекс промыслово-геофизических исследований в составе термометрии, расходомерии, гамма-гамма плотнометрии, акустической шумометрии, резистивиметрии, влагометрии, в условиях современной освоенности Вахского месторождения позволяет эффективно решить задачи ПГИ: выявление притоков, определение интервалов поступления нефти, воды и газа, выявление высоконапорных пластов, определение мест негерметичностей обсадных колонн, выявление заколонных и внутриколонных межпластовых перетоков.

Наибольшую и эффективную информацию мы получаем при измерении состояния скважин во времени, поэтому, необходим мониторинг данных на протяжении всего производственного цикла скважины.

В специальном исследовании рассмотрена проблема получения новых источников углеводородов: в ЗС это является одной из самых важных на сегодняшний момент, стремительное падение запасов из очень хорошо изученных Сеноманских пластов занимает головы разработчиков. Исследование на изучение взаимосвязи зон АВПД с нефтегазоносностью более глубоких горизонтов выявило, что такая зависимость прослеживается и дает надежду разработчикам на продуктивность нижних интервалов (Юра, Ачимовский комплекс).

По данным сейсморазведки зоны АВПД отображаются в графике как синклинали, поэтому приведены прямые результаты бурения скважин, объясняющие эти зоны кинематической аномалией сейсмической записи. Данные зоны охарактеризованы как «маркеры», так как эти зоны связаны с многозалежными месторождениями углеводородов, а также в этих зонах получены притоки газа, нефти и газоконденсата, что в общем итоге позволяет оптимистично оценивать перспективы прироста запасов УВ в северной части ЗС, где развиты зоны АВПД.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
3. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
4. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
5. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
6. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
7. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
8. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
9. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
11. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
12. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
13. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
14. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
15. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
16. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
17. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
18. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с. 12.

19. 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.
20. РД 153-39.0-072-01. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геофизическая компьютеризированная лаборатория КЕДР-02. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. МКСД. 466452.014 ТО
2. Геофизические методы исследования скважин: Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. - М.: Недра, 1983 г. - 591с.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. - М.: Недра, 1985 г. - 357 с.
4. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1988 г. - 476 с.
5. КЕДР. Программа регистрации геофизических данных Copyright 1998-2000 ЗАО Теофизмаш".
6. Методы ГИС в поисковых и разведочных скважинах / Под ред. И. Г. Жувогина, Уфа, 1986 г. - 393 с.
7. Нестеров И.И., Салтымов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. - М.: Недра, 1971. -464с.
8. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. -М.: Недра, 1982.
9. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. -М.: Недра, 1990.
10. Дьяконова Т.Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин. -М.: Недра, 1991.
11. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. –М.: НИЦ “Регулярная и хаотическая динамика”; Институт компьютерных исследований, 2005.
12. Регламент по выполнению комплекса промыслово-геофизических исследований скважин для контроля за разработкой и эксплуатацией газовых и нефтяных месторождений. Типовой комплекс (ТК – Н2). Томск 2001.

13. Леоненко Г.Н., Кончалов В.Н. Пути совершенствования методологии вторичного вскрытия пластов в различных геологических условиях. НТВ «Каротажник». Тверь: Издательство АИС.200. Выпуск №-79.

14. Загоровский Ю.А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. — Тюменский индустриальный университет. — Тюмень, 2017. — 201 с. Научный руководитель: д.г.-м.н., Нежданов А.А.

15. Аникиев, К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях / К.А. Аникиев. Ленинград: Недра, 1964. - 168 с.

16. Аникиев, К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ / К.А. Аникиев. - Л.: Недра, 1971. - 167 с.

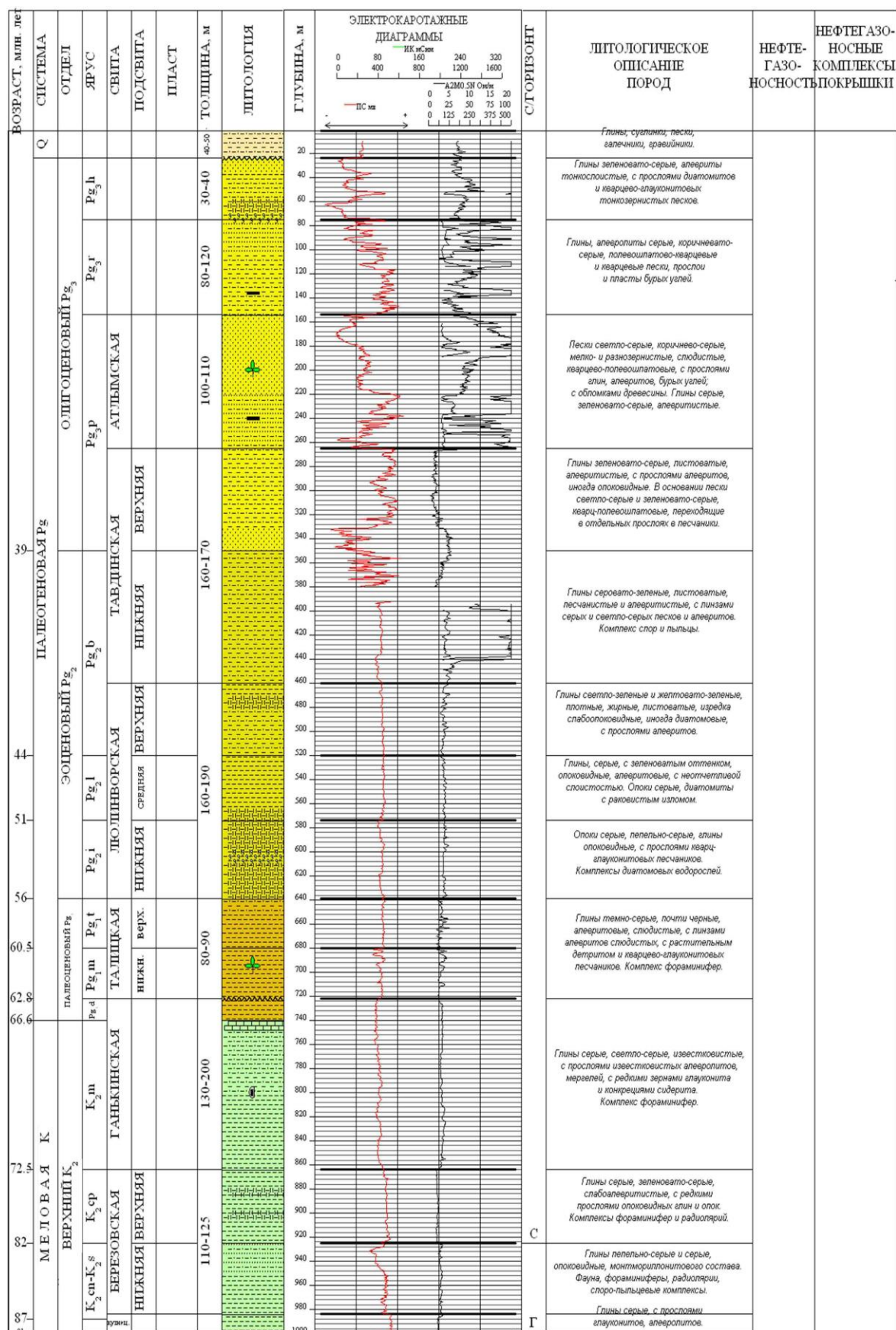
17. Нежданов, А.А. Роль флюидодинамических процессов в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.С.Смирнов, В.В. Касьянов, А.А. Сподобаев // XVI Координационное геологическое совещание ОАО "Газпром" (г. Геленджик, 23-30 апреля 2011 г.). - М.: Газпром экспо, 2013. - С. 40-54.

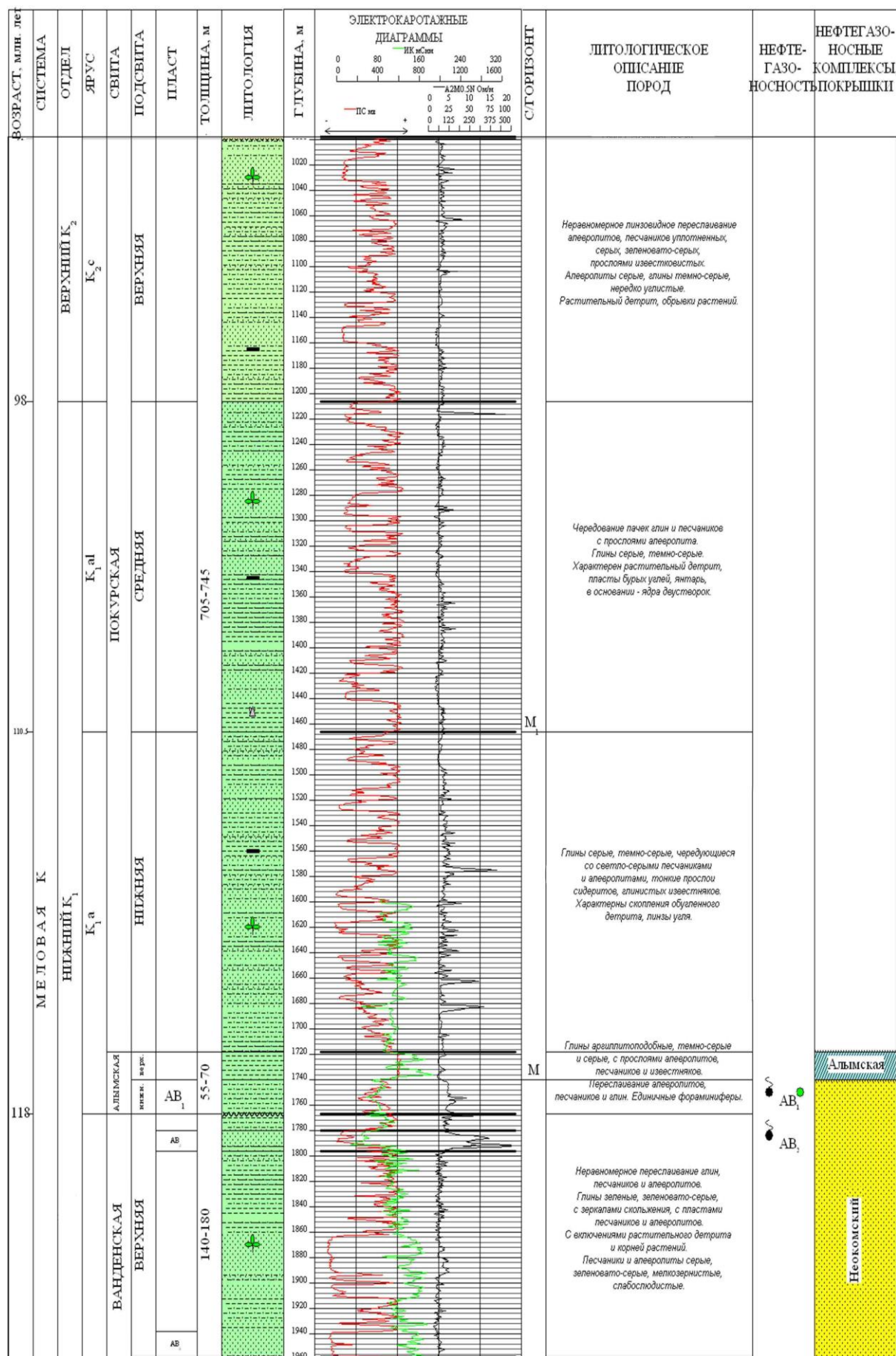
18. Гиршгорн, Л.Ш. Дисгармоничные поднятия в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты / Л.Ш. Гиршгорн // Советская геология. 1987. - №4. С.63-71.

19. Гиршгорн, Л.Ш. Поднятия чехла над глубинными кольцевыми депрессиями на севере Западной Сибири / Л.Ш. Гиршгорн, В.Г. Кабалык // Советская геология. - 1990. - №1. - С.57-63.

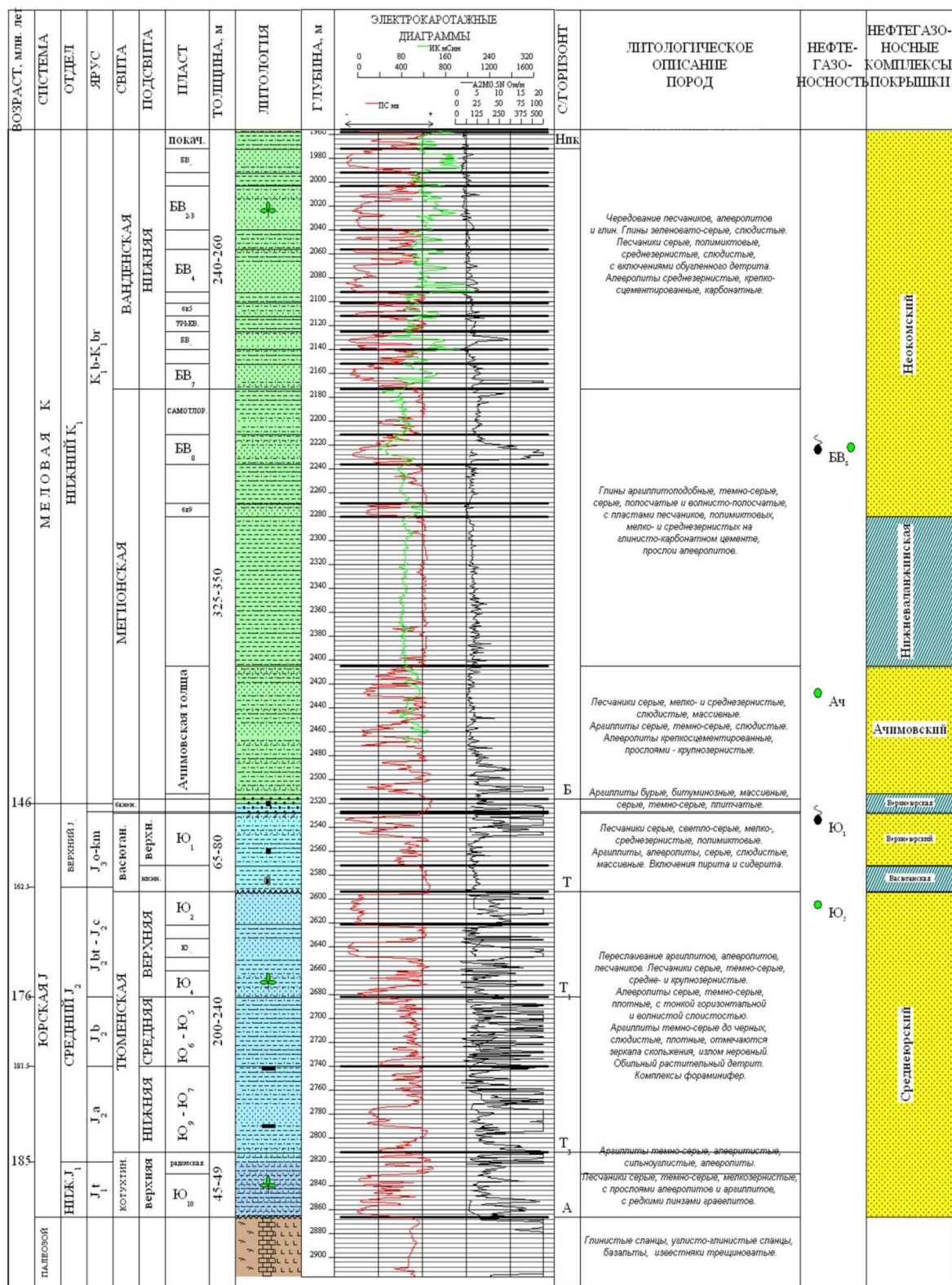
20. Гатаулин, Р.М. Кольцевые структуры - "газовые трубы" севера Западной Сибири / Я.Р. Адиев, Р.М. Гатаулин // Геофизика. - 2003. – Специальный выпуск к 70-летию "Башнефтегеофизики". - С. 23-33.

# Приложение 1. Сводный геолого-геофизический разрез района Вахского нефтяного месторождения

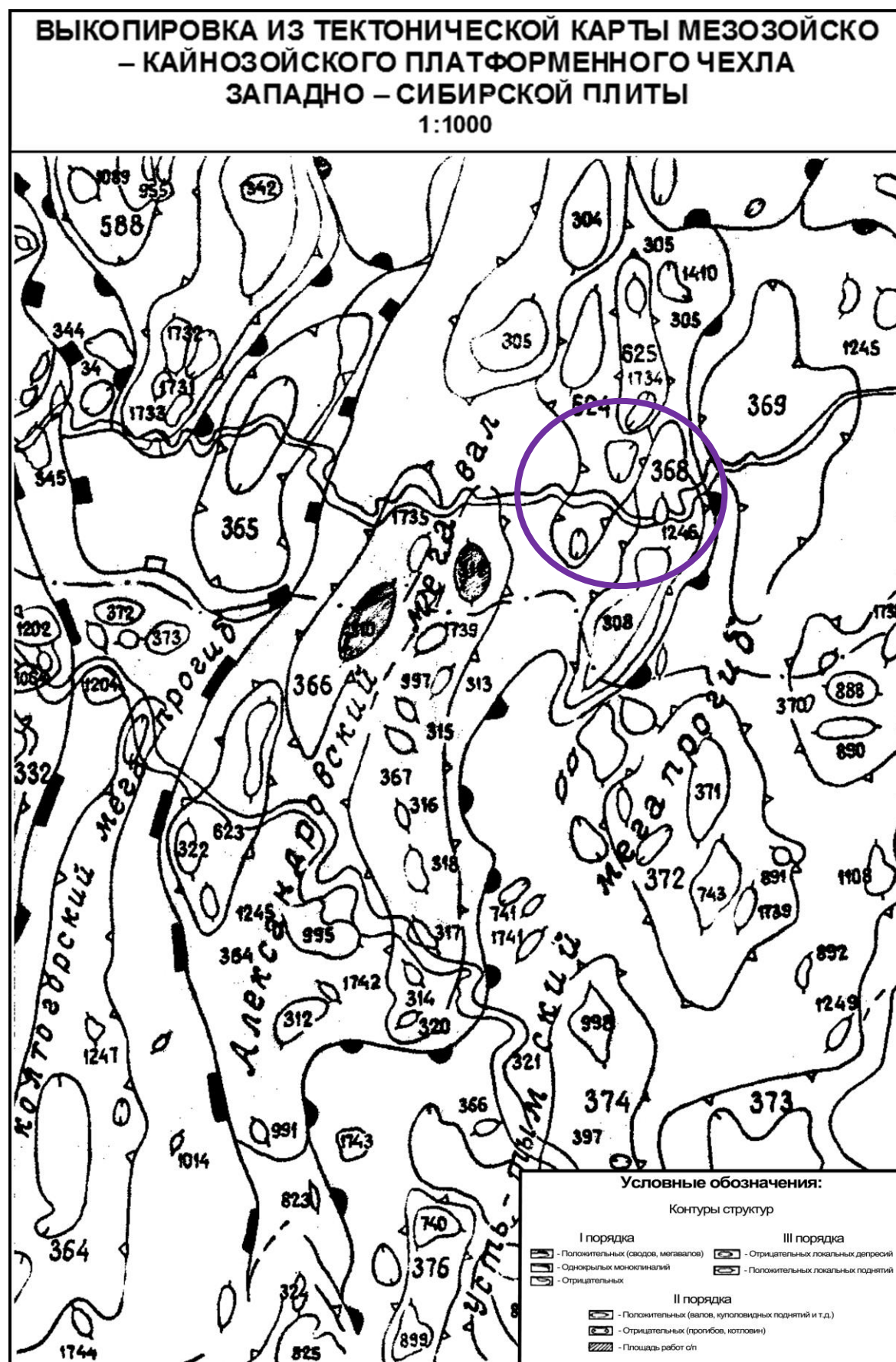








Приложение 2. Тектоническое положение Вахского месторождения



### Приложение 3. Свойства пластовых флюидов

*Таблица 3.1 Результаты исследования глубинных проб нефти в пределах Восточно-Вахской площади*

<b>Параметры</b>	<b>Значение</b>
кол-во исслед. скважин	1 (скв.1057)
кол-во проб	2
пластовое давление, МПа	26,4
пластовая температура, °С	103
давление насыщения, МПа	11,7
газосодержание, м <sup>3</sup> /т	126,3
объемный коэффициент	1,291
плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	0,825
плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	0,756
коэффициент растворимости газа в нефти	0,888
коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>	2,3
усадка, %	22,6
динамическая вязкость, МПа*с	0,55

Химический состав вод из пласта Ю<sub>1-1</sub> изучен по пробе из скважины 1057. Тип вод – хлоркальциевый, минерализация равна 27,8 г/л

*Таблица 3.2 Химический состав и физические свойства пластовых вод*

<b>Параметры</b>	<b>Значение</b>
кол-во исслед. скважин	1 (скв.1057)
Пласт	Ю <sub>1-3</sub>
плотность, г/см <sup>3</sup>	1,018
Минерализация, мг/л	26272
водородный показатель(pH)	6,6



<i>содержание ионов, (мг/л) /(мг-экв/л) /(%-экв)</i>	
хлор-ион ( $\text{Cl}^-$ )	15640/440,55/97,3
гидрокарбонат-ион( $\text{HCO}_3^-$ )	695/11,4/2,5
сульфат-ион( $\text{SO}_4^{2-}$ )	41/0,85/0,2
карбонат-ион( $\text{CO}_3^{2-}$ )	< 3
кальций( $\text{Ca}^{2+}$ )	560/28/6,2
магний( $\text{Mg}^{2+}$ )	195/16/3,5
калий( $\text{K}^+$ )	201/5,0/1,1
натрий( $\text{Na}+\text{Me}$ )	9287/403,8/89,2
аммоний( $\text{NH}_4^+$ )	60
нитраты( $\text{NO}_3^{2-}$ )	< 5
нитриты( $\text{NO}_2^-$ )	< 0,01
железо( $\text{Fe}^{\text{общ}}$ )	0,6
марганец( $\text{Mn}^{2+}$ )	0,2
кремний( $\text{Si}$ )	18
бор( $\text{B}$ )	1
йод( $\text{I}$ )	3,8
бром( $\text{Br}^-$ )	57,8
фтор( $\text{F}$ )	0,3
стронций( $\text{Sr}$ )	156
литий( $\text{Li}$ )	6,45
рубидий( $\text{Rb}$ )	0,75

Дегазированная нефть легкая, маловязкая, малосмолистая, малопарафинистая, имеет низкую температуру кипения и высокий выход фракций, выкипающих до 300°C – до 59% .

По своим параметрам нефть Вахского месторождения аналогична юрским нефтям соседних месторождений. В таблице 3.3 приводится сопоставление свойств нефтей соседних месторождений, из которой видно,

что значение вязкости нефти в пластовых условиях Вахского месторождения занижено. При близких значениях газосодержания, смол и асфальтенов, нефти месторождений имеют вязкость не менее 0,9 мПа\*с. Поэтому, для гидродинамических расчетов по пласту Ю<sub>1-1</sub> рекомендуется принять значение вязкости, равное 0,9мПа\*с. (таблица 3.3.)

*Таблица 3.3 Сравнительные данные по свойствам нефти*

Месторождение	Пласт	ГФ, м <sup>3</sup> /т	Содержание смол и асфальтенов	Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с
Вахское	Ю <sub>1-1</sub>	126,3	5,1	0,55
Советское	Ю <sub>1-1</sub>	126,1	1,29	1,198
Самотлорское	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	156	2,77	0,906
Западно- Полуденное	Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	93	6,6	0,93

#### Приложение 4. Техника проведения ГИС в открытом стволе Вахского нефтяного месторождения

*Стандартный каротаж* с одновременной записью кривой ПС (КС+ПС): по всему стволу скважин в масштабе 1:500, в интервале продуктивного пласта - масштаб записи 1:200. Для записи использовался подошвенный градиент-зонд А2.0М0.5N. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2.5 Омм/см, кривая ПС записывается в масштабе 12.5мВ/см. Скорость регистрации до 1500м/час.

*Боковое каротажное зондирование (БКЗ)*: в продуктивной части разреза в масштабе глубин 1:200 комплектом подошвенных градиентзондов: А0.4М0.1N, А1М0.1N, А2М0.5N, А4М0.5N, А8М1.0N. Масштаб записи 2.5Омм/см, скорость регистрации до 1500м/час.

*Микрозондирование (МКЗ)*: в зондами А0.025М0.025N и А0.05М с одновременной записью кривых. Масштаб записи кривых 2.5 Омм/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации до 1000 м/час.

*Индукционный каротаж*: в интервале БКЗ, масштаб записи кривой проводимости -25 мСим/см, скорость записи -1500 м/час.

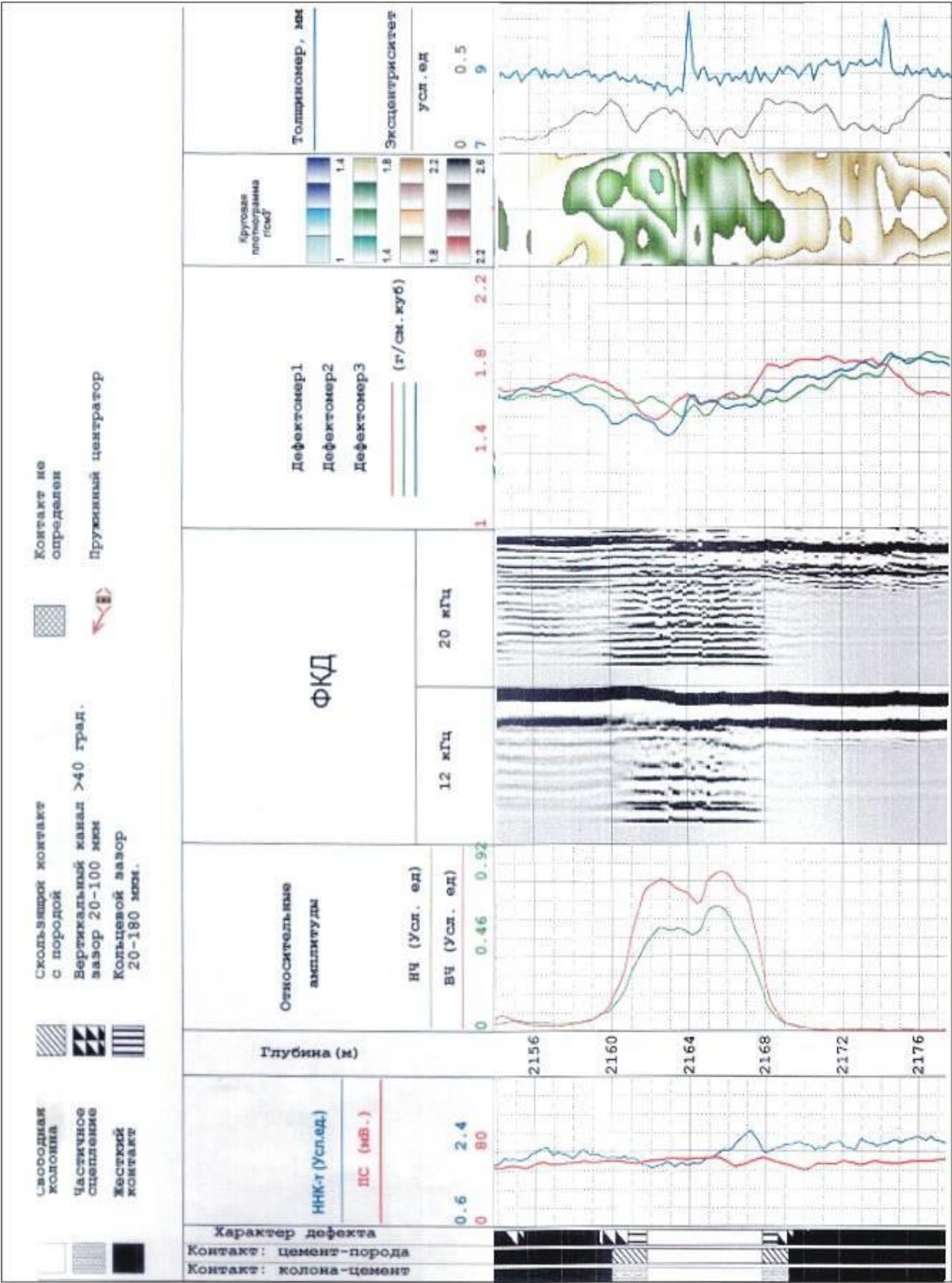
*Боковой каротаж (БК)*: в интервале записи БКЗ, масштаб записи кривых логарифмический, модуль логарифмирования равен 4. Скорость записи 1500 м/час.

*Радиоактивный каротаж (РК)* включал в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (НГК): Масштаб записи ГК- 1 мкр/ч/см, НГК - 0.1 у.е./см. Масштаб записи 1:500 по всему стволу, 1:200 - в продуктивной части разреза. В канале ГК и НГК использовался счетчик NaJ размером 40\*80 (30\*70) (аппаратура РК5-76) или СИ-23Г (аппаратура СП-62).

*Акустический каротаж (АК)*: во всех скважинах в продуктивной части разреза. Масштаб записи кривых Т1 и Т2 -50 мксек/м,  $\Delta T$  - 20 мксек/м, А1 и А2 - 0.5 - 1дБ/см,  $\alpha$  - 0.5 в/см. Масштаб глубин -1:200, скорость регистрации - 800м/час.

*Кавернометрия*: по всему стволу скважины в масштабе 1:500, в продуктивной части разреза -1:200. Масштаб записи кривых 2 см/см, скорость регистрации 1500м /час.

Приложение 5. Определения качества цементирования по комплексу  
промыслово-геофизических методов



## Приложение 6. Карты интенсивности радиогеохимических аномалий (РГХА) горизонта Ю1

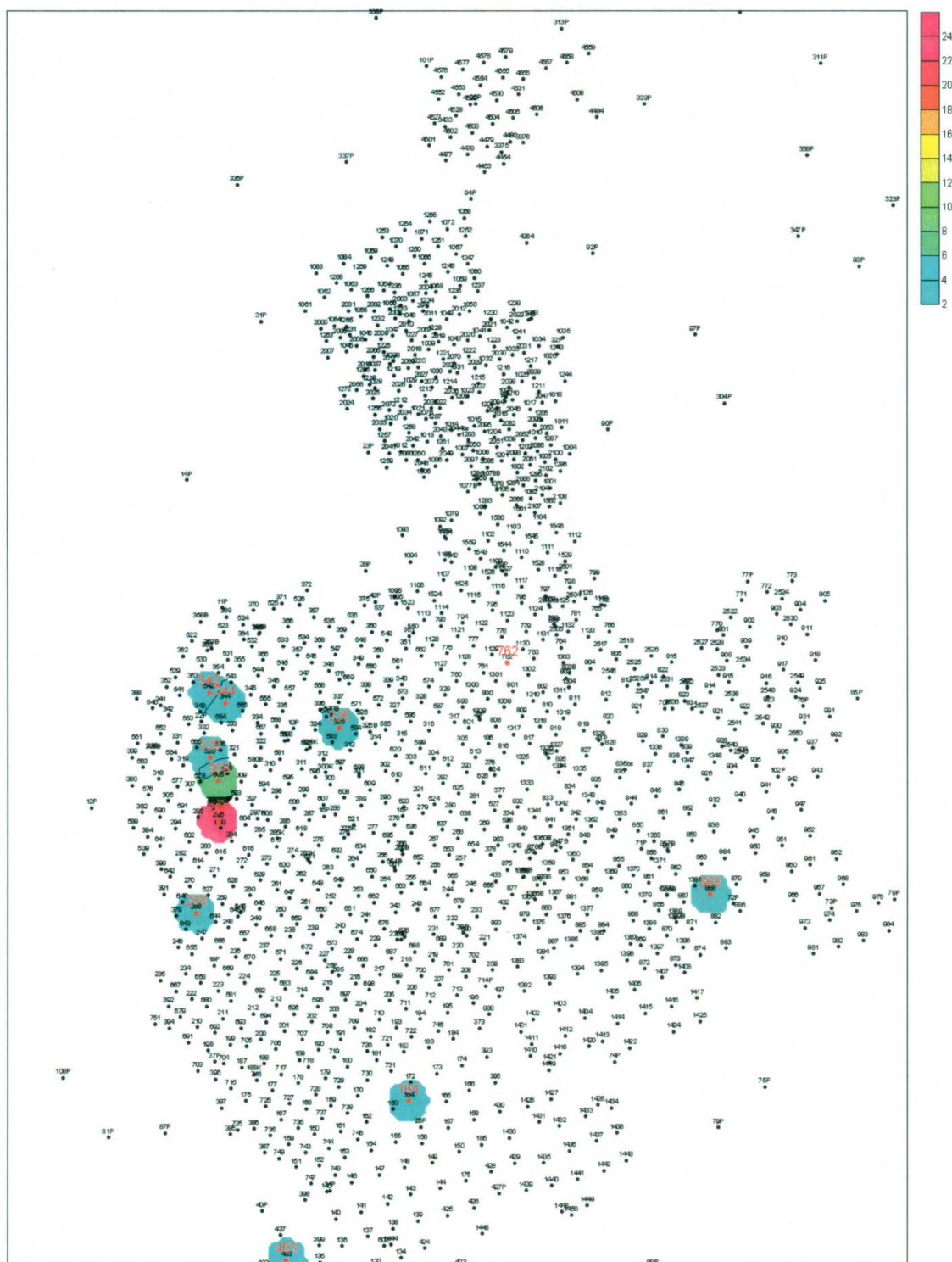


Рис. 6.1 Карта интенсивности РГХА горизонта Ю<sub>1</sub> Вахского месторождения по состоянию на 1985-1990 гг



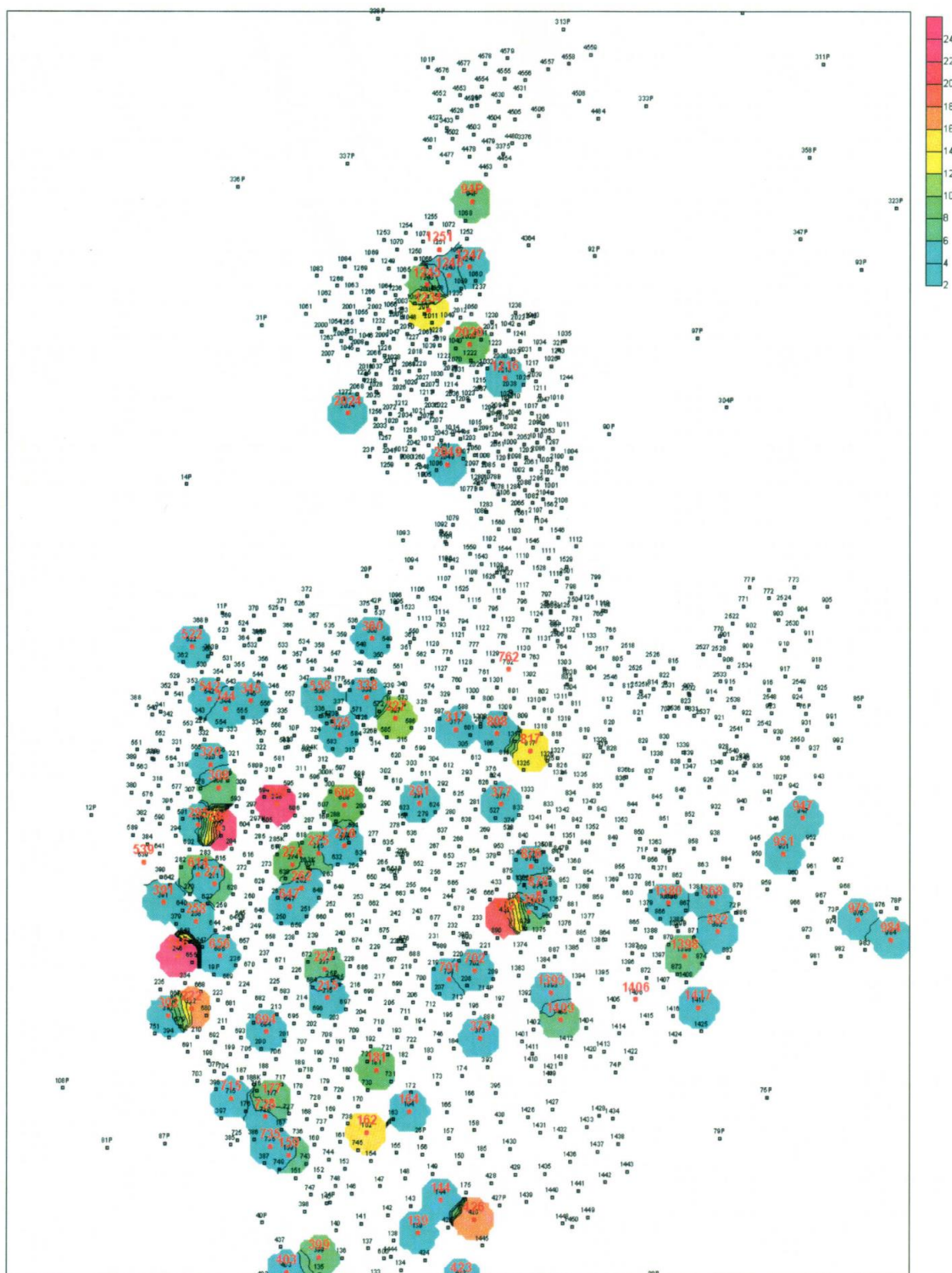


Рис.6.2 Карта интенсивности РГХА горизонта Ю<sub>1</sub> Вахского месторождения по состоянию на 1991-1995 гг

## Приложение 7. Технические характеристики аппаратуры

### КСА-Т7-38

Скважинный прибор предназначен для геофизических исследований с целью контроля технического состояния эксплуатационных скважин и режима работы скважинного оборудования с одновременной регистрацией восьми геолого-технических параметров и передачей информации в цифровом коде по одножильному кабелю.

Аппаратура позволяет решать следующие задачи:

Измерение температуры и давления по стволу скважины

Определение мест негерметичности обсадной колонны и насосно-компрессорных труб

Определение положения муфтовых соединений и интервалов перфорации

Измерение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения горных пород

Определение профиля притока и процентного содержания воды в нефти

Исследование заколонных перетоков и контроль работы газлифтных клапанов

Технические характеристики прибора:

МАССА	10 кг
ДЛИНА	2040 мм
ДИАМЕТР	38 мм
РАБОЧАЯ ТЕМПЕРАТУРА	до 120 °С
ДАВЛЕНИЕ	до 60 МПа
СКОРОСТЬ РЕГИСТРАЦИИ	от 200 до 600 м/ч
ТОЧКИ ЗАПИСИ:	
ТЕРМОМЕТР	185 см
МАНОМЕТР	170 см
ИНДИКАТОР ВЛАЖНОСТИ	185 см

ШУМОИНДИКАТОР	200 см
ЛОКАТОР МУФТ	20 см
ИНДИКАТОР ПРИТОКА	180 см
ГАММА-КАНАЛ	110 см

Питание прибора:

1 жила - Питание постоянным стабилизированным током 200-350 мА от источника питания, подключённого к разъёму УИП 1 на БК. Напряжение питания на индикаторе около 45 В. При запуске драйвера прибора ток питания должен быть установлен 200 мА.

Информационные сигналы:

В основе работы прибора лежит использование телеизмерительной системы, передающей по линии связи (одножильный геофизический кабель) двоично-кодированные информационные сообщения с временным разделением восьми измерительных каналов.

Достоверность принимаемой информации достигается применением фазоразностной модуляции, кодирования с обнаружением ошибок и многократным повторением каждого сообщения.

## **ПЛ2-38**

Прибор предназначен для исследования нефтяных скважин методом гамма-гамма каротажа, с целью контроля, за разработкой и техническим состоянием эксплуатационных скважин, оборудованных насосно-компрессорными трубами с внутренним диаметром не менее 50 мм.

Область применения:

Определение плотности флюида;

Определение интервалов нарушения герметичности НКТ и обсадных труб.

Отбивка интервалов разгазирования.

Технические характеристики прибора:

МАССА	6 кг
ДЛИНА	1030 мм



ДИАМЕТР	38 мм
РАБОЧАЯ ТЕМПЕРАТУРА	до 120 0С
ДАВЛЕНИЕ	до 60 МПа
ИСТОЧНИК ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ	Am 241 (ИГИ-А-1М-5)
ТОЧКА ЗАПИСИ	83 см
СКОРОСТЬ РЕГИСТРАЦИИ	от 300 до 1000 м/ч

Питание прибора:

1 жила - Питание постоянным стабилизированным током 60 мА от источника питания, подключённого к разъёму УИП 1 на БК. Напряжение на индикаторе около 35 В.

Информационные сигналы:

По первой жиле кабеля передаются импульсы положительной полярности амплитудой около 3 В.

### **КОБРА-36Р**

Преобразователь расхода Кобра-36Р предназначен для преобразования расхода жидкости в скважине в частотный сигнал.

Технические характеристики прибора:

МАССА	8 кг
ДЛИНА	1380 мм
ДИАМЕТР	36 мм
ДИАМЕТР ПАКЕРА	155 мм
РАБОЧАЯ ТЕМПЕРАТУРА	до 70 0С
ДАВЛЕНИЕ	до 30 МПа
ДИАПАЗОН ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА	от 5 до 80 м3/сут
ТОЧКА ЗАПИСИ	100 см

Питание прибора:

1 жила - Питание постоянным стабилизированным током - 80 мА от источника питания, подключённого к разъёму УИП 1 на БК.

Открытие – закрытие пакера осуществляется подачей на первую жилу 50 В положительного или отрицательного напряжения. Потребляемый

двигателем ток может быть от 80 до 150 мА. При необходимости значение напряжения можно задавать в окне Режим.

Информационные сигналы:

Сигнал образуется при открытом пакере прибора и вращении турбинки под действием движения жидкости. Сигнал имеет форму поочередных импульсов положительной и отрицательной полярности амплитудой около двух вольт и передается по первой жиле кабеля.

Основными требованиями к условию проведения работ являются:

- контроль качества материалов разновременных измерений;
- регистрация при каждом исследовании положения муфт обсадной колонны (запись ГК или НК для привязки данных измерений) ;
- выполнение полного комплекса ГИС, предназначенных для решения задачи;
- обязательная запись в интервале опорных пластов;
- согласование методики ПГИ с условиями и очередностью технологических операций в скважине. В ООО Томскнефтегазгеофизика методика выполнения ГИС в основном соответствует технической инструкции.