



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических методов исследования скважин с целью выделения и изучения продуктивных горизонтов в пределах Алёнкинского лицензионного участка недр (Томская область)

УДК 553.982:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Кунгурцев Н.С.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОГ ИШПР	Осипова Е.Н.	к.г.-.м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кащук И.В.	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД ШБИП	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Гусев Е.В.	к.г.-м.н.		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
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
<i>Профессиональные компетенции</i>	
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
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
3-2261	Кунгурцеву Н.С.

Тема работы:

Комплекс геофизических методов исследования скважин с целью выделения и изучения продуктивных горизонтов в пределах Алёнкинского лицензионного участка недр (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№21-46/с от 21.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических работ. 4. Основные вопросы проектирования. 5. Методические вопросы. 6. Специальное исследование. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ. 2. Схема геолого-геофизической изученности Аленкинского участка. Фрагмент 3. Стратиграфическая колонка 4. Условные обозначения к стратиграфической колонке 5. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области (под редакцией А.Э. Конторовича) 6. Литолого-фациальный разрез Аленкинского участка 7. Карта изохорн отражающего горизонта Б 8. Эталонная скважина месторождения 9. Проектная скважина на литолого-фациальном разрезе 10. Структурная карта по кровле Баженовской свиты. Проектная скважина отмечена красной точкой. 11. Априорная физико-геологическая модель 12. Технологии промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин технологическими комплексами типа «ГОРИЗОНТАЛЬ» 13. Функциональная схема телесистемы. 14. Канал связи.
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Кашук И.В</p>
<p>По социальной ответственности</p>	<p>Мезенцева И.Л.</p>

<p>Срок сдачи студентом выполненной работы</p>	
--	--

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>28.02.2022</p>
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОГ ИШПР	Осипова Е.Н.	к.г.-.м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Кунгурцев Н.С.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2261	Кунгурцев Н.С.

Институт	Природных ресурсов	Отделение школы	
Уровень образования	специалист	Направление/специальность Геофизические методы исследования скважин	21.05.03 Технология геологической разведки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Линейный график выполнения работ</i>
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кащук И.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Кунгурцев Н.С.		14.06.2022

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2261		Кунгурцеву Н.С.	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических методов исследования скважин с целью выделения и изучения продуктивных горизонтов в пределах Алёнкинского месторождения (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования</i> <u>Проект геофизических исследований скважин на Алёнкинском нефтегазоконденсатном месторождении</u> <i>Область применения</i> <u>Геофизические исследования скважин, направленные на выделение в разрезе месторождения коллекторов, определение характера их насыщения и глубины флюидных контактов</u> <i>Рабочая зона:</i> <u>Алёнкинское нефтегазоконденсатное месторождение полевые условия</u> <i>Климатическая зона:</i> <u>Климатический район континентальный. Среднегодовая температура отрицательная, январь -45°C, июль + до ±36°C.</u> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> <u>геофизическая лаборатория, подъемник каротажный самоходный, блок-баланс и кабель, скважинный прибор включающий в себя набор датчиков.</u> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> <u>Спуск и подъем, замена, извлечение каротажных зондов и скважинных приборов.</u></p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации.</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Условия труда работников должны соответствовать пунктам СанПиН 1.2.3685-21, а все геофизические работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ и РД 153-39.0-072-01</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека; 2. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов; 3. Ударные волны воздушной силы; 4. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений; 5. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает рабочий. <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума;

	<p>2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, средства защиты рук, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, средства индивидуальной защиты органов дыхания, защитные ограждения.</p> <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации.	<p>Источником загрязнения <i>гидросферы</i> могут быть производственными водами и мусором. А также бытовыми сточными водами.</p> <p>Источником загрязнения <i>литосферы</i> могут быть нефтепродукты, химические реагенты и другие вещества. А также может произойти уничтожение и повреждение почвенного слоя.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации.	<p>Возможные ЧС: <u>незапланированные выбросы углеводородов(фонтанирование), пожары</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>пожар на рабочем месте</u></p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель Отделения общетехнических дисциплин ШБИП ТПУ	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Кунгурцев Никита Сергеевич		14.06.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 120 страницы, 14 рисунков 23 таблицы, 17 источников.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, нефтегазоносный комплекс, Аленкинское месторождение, Томская область.

Объектом исследования является проектная поисковая скважина 102Р, заложенная в антиклинальной складке Аленкинсокого месторождения.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в открытом стволе скважины 102Р для оценки нефтегазоносности разрезов Аленкинсокого месторождения (Томская область).

Задачей данной работы является обоснование комплекса геофизических методов исследований скважин для решения поставленных геологических задач.

На основе поставленных геофизических задач и анализе ранее выполненных геолого-геофизических исследований создана проектная поисковая скважина, построена физико-геологической модель объекта исследования, выбран комплекс геофизических методов и приведено его обоснование. Рассмотрена методика проектируемых работ, приведена краткая характеристика выбранной аппаратуры, с помощью которой будет проводиться комплекс геофизических работ. Также приведена интерпретация геофизических данных.

Самостоятельное исследование посвящено геофизическому обеспечению при бурении горизонтальных скважин, описано сочетание надежности с новыми технологиями датчиков в объединенной системе и его техническая характеристика.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований, определены их возможные альтернативы, составлен SWOT-анализ. Выполнено планирование научно-исследовательской работы и определены ресурсные,

финансовые, бюджетные, социальные и экономические эффективности исследования.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, представлено обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия, выявлены источники загрязнения окружающей среды и показаны средства ее защиты. Рассмотрены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на рабочем месте.

ESSAY

The final qualifying work includes 120 pages, 14 figures, 23 tables, 17 sources.

Key words: complex of geophysical studies, oil and gas complex, Aleninskoye field, Tomsk region.

The object of the study is the design exploration well 102P, laid in the anticlinal fold of the Aleninsky field.

Purpose of the work: designing a complex of geophysical studies in the open bore of well 102P to assess the oil and gas content of the sections of the Aleninskoye field (Tomsk region).

The objective of this work is to substantiate a complex of geophysical methods for well survey to solve the set geological problems.

On the basis of the geophysical tasks set and the analysis of previously performed geological and geophysical studies, a design exploration well was created, a physical and geological model of the research object was built, a set of geophysical methods was selected and its justification was given. The methodology of the projected work is considered, a brief description of the selected equipment is given, with the help of which a complex of geophysical work will be carried out. The interpretation of the geophysical data is also given.

An independent study is devoted to geophysical support for drilling horizontal wells, the combination of reliability with new sensor technologies in an integrated system and its technical characteristics are described.

In the section "Financial Management, Resource Efficiency and Resource Saving", an assessment of the commercial potential and prospects of conducting scientific research was carried out, their possible alternatives were identified, and a SWOT analysis was drawn up. The planning of research work has been completed

and the resource, financial, budgetary, social and economic efficiency of the research has been determined.

In the section "Social responsibility" the analysis of hazardous and harmful production factors is carried out, the rationale for measures to reduce the level of their impact is presented, the sources of environmental pollution are identified and the means of its protection are shown. The most probable workplace emergencies are considered.

Оглавление

ЗАДАНИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	14
1. Общая часть	15
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	15
1.2 Геолого-геофизическая изученность района	16
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	19
2.1 Стратиграфия	19
2.2 Тектоника	24
2.4 Нефтегазоносность	28
2.4 Петрофизические характеристики нефтегазоносных комплексов	31
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	34
4. Основные вопросы проектирования.....	38
4.1 Задачи геофизических исследований	38
4.2 Обоснование объекта исследований.....	38
4.3 Физико-геологическая модель исследования	40
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	43
5. Методические вопросы	50
5.1 Методика проведения проектных геофизических работ.....	50
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	52
6 Геофизическое обеспечение при бурении горизонтальных скважин	60
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	73
7.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	73
7.2 Анализ конкурентных технических решений.....	74
7.3 SWOT-анализ	77
7.4 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	80

7.6 Бюджет научно-технического исследования	89
7.7 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	
94	
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	99
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	
100	
8.2 Производственная безопасность.....	103
8.3 Экологическая безопасность.....	111
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	113
8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	
115	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	119
Список использованных источников	120

ВВЕДЕНИЕ

Главной целью, этой выпускной квалификационной работы является выбор комплекса геофизических методов исследований скважин для изучения фильтрационно-емкостных свойств на Аленкинском месторождении.

Основными задачами работы является создание проектной поисковой скважины, выполнение анализа ранее проведенных геофизических исследований, построение физико-геологической модели объекта исследования, а также выбор комплекса геофизических методов и его обоснование.

В специальной части рассматривается комплекс ГИС для исследования в горизонтальных скважинах.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» основными задачами являются оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований, определение их возможных альтернатив, планирование научно-исследовательской работы и определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо провести анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия, выявить источники загрязнения окружающей среды и средства ее защиты, так же рассмотреть наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на рабочем месте.

1. Общая часть

1.1 Географо-экономический очерк района работ

Район работ в географическом плане расположен на левом берегу реки Оби в Александровском районе Томской области и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение находится непосредственной близости от Малореченского и Советского нефтяного месторождений.

Ближайший город - Стрежевой в 40 км от месторождения. В городе имеется аэропорт. Речпорт в 38 км от месторождения в с. Александровское. Транспортировка оборудования до месторождения с помощью гусеничного транспорта, авиации. Реки района месторождения несудоходны.

В орографическом отношении территория месторождения представляет собой заболоченную равнину. Заболоченные участки составляют 5% площади, отличаются трудной проходимостью. Характерной особенностью ландшафта территории является значительная расчлененность рельефа от + 50 до + 90 м. Территория покрыта хвойно-лиственным лесом и болотной растительностью. Животный мир характерен для таежных областей Западной Сибири

Климат в районе работ континентальный, избыточно влажный. Средняя температура воздуха летом составляет +18°C, осенью -1°C, зимой - 20°C, весной -8°C. Средняя температура января - 21°C, минимальная -52°C. Температура наиболее жаркого месяца - июля +18°C, максимальная +34°C. Среднегодовая температура в районе работ -2°C.

Годовое количество выпадающих осадков – 502 мм. Снежный покров устанавливается, как правило, на 6 месяцев, толщиной 0,4-0,6 м на открытых участках и до 1,5 м в залесенных.

Рисунок 1- Обзорная карта района работ

1.2 Геолого-геофизическая изученность района

Планомерное изучение геологического строения описываемого района и соседних территорий началось с проведения геологической съёмки в 1947 году. В 1952 году под руководством С.Б. Шацкого коллектив геологов ЗСГУ выполнил геологическую съёмку масштаба 1:1000 000. Этими 118 работами установлено, что вся территория покрыта четвертичными отложениями, в долинах некоторых рек обнаружены выходы верхнетретичных отложений. По результатам выполненных исследований была осуществлена стратификация верхнемеловых, третичных и четвертичных отложений, а также установлены некоторые элементы тектоники. Так же, на первом этапе изучения геологического строения, проводились мелкомасштабные аэромагнитная и гравиметрическая съёмки, маршрутная и площадная сейсморазведка МОВ. В результате были выделены крупные структурно-тектонические элементы доюрского фундамента и

осадочного платформенного чехла. Магнитометрическими и гравитационными исследованиями было установлено, что простирание магнитных и гравитационных аномалий, в основном, отражает простирание крупных тектонических элементов фундамента.

С 1974 года в изучаемом районе внедряется сейсморазведка МОГТ, сначала маршрутная, а затем площадная съемка. Это позволило повысить помехоустойчивость, разрешающую способность, глубинность сейсмических исследований, а отсюда и качество структурных построений.

Работы МОГТ на поисковом этапе проводились, главным образом, на крупных антиклинальных структурах и поэтому распределены довольно неравномерно. Основной объём работ МОГТ сосредоточен на Кедровском к. п. и структурах Александровского свода.

Плотность сети профилей на территории изменяется от 1.2 км/км² в южной части участка работ и до 2.5 км/км² в районе Аленкинской, Меридиональной, Захарютинской и Новокомсомольской структур.

Силами АНГРЭ ОАО «Томскнефтегазгеология» ВНК в пределах участка работ пробурен ряд разведочных и поисково-оценочных скважин.

Рисунок 2- Схема геолого-геофизической изученности Аленкинского участка

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении принимают участие образования двух структурных комплексов - породы доюрского складчатого фундамента и толща терригенных отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Доюрский комплекс

В пределах участка и на прилегающих площадях доюрские образования представлены разнообразными по своему составу отложениями средне-верхнедевонского возраста. Это - метаморфизованные, карбонатные, карбонатно-углисто-глинистые, глинисто-кремнистые и эффузивные разности. Вскрыты доюрские образования скважинами на Аленкинской (103Р), Западно-Аленкинской (402Р), Комсомольской (111Р), Малореченской (121Р), Лесной (281Р, 282Р, 284Р, 285Р, 286Р, 287Р), ЮжноСоснинской (1Р), Хвойной (1Р), Александровской (1Р, 2Р, 3Р, 10Р, 11Р) и Саймовской (1Р) площадях. Глубина вскрытия фундамента (коры выветривания) колеблется в широком диапазоне— от 2570 м в Лесной скважине 284Р, до 3437 м в Саймовской скважине 1Р. В некоторых скважинах на поверхности фундамента отмечается кора выветривания. Максимальная толщина доюрских образований вскрыта скважиной 1Р Саймовской площади и составляет 571 м.

Мезозойско-кайнозойский комплекс

Разрез мезозойско-кайнозойского осадочного чехла представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Юрская система (J)

Отложения юрской системы несогласно залегают на коре выветривания или на эрозионной поверхности фундамента и представлены всеми тремя отделами.

Значительная расчлененность рельефа поверхности доюрского фундамента определяет резкое изменение толщины юрских отложений.

Тюменская свита (J_1t_2 - J_2cl_1)

На изучаемой территории тюменские отложения вскрыты на глубинах 2444 м – 2960 м. Формирование осадков тюменской свиты происходило в континентальных условиях, иногда в верхней части разреза встречаются прослой пород прибрежно-морского генезиса. Литологический состав свиты представлен ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями углей и углистых аргиллитов. В составе тюменской свиты выделяется нижняя, средняя и верхняя подсвиты.

Нижняя подсвита (верхний тоар-аален) развита в наиболее погруженных зонах и представлена углисто-глинисто-песчаной толщей, которая завершается углем $У_{10}$. В разрезе этой толщи выделяются группы песчаных пластов $Ю_{14}$, $Ю_{11-13}$ и разделяющие их глинистые и глинисто-углистые пачки. Сокращение толщины подсвиты наблюдается на склонах локальных поднятий, при полном их выклинивании в присводовых частях (скважина Малореченская 121Р). В пределах участка нижняя подсвита вскрыта в скважинах Комсомольской 111Р, Аленкинская 103Р и Западно-Аленкинская 402Р, в которых определен возраст осадков (конец аалена - начало байоса) и представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Отложения среднетюменской и верхнетюменской подсвит (байос-бат) формировались преимущественно в континентальных озерно-болотноаллювиальных условиях, а также в обстановке береговых зон и заливов на стадии, когда рельеф в значительной степени был сnivelирован (пласт $Ю_2$). Условия осадконакопления предопределили в разрезе байоса развитие, в основном, глинистых и глинисто-углистых пород с редкими линзовидными прослойками песчаников ($Ю_{7-10}$), имеющих локальное распространение и характеризующихся значительной латеральной изменчивостью.

Васюганская свита ($J_2 cl_2$ - $J_3 ox$)

Формирование васюганской свиты происходило в морских и

прибрежно-морских условиях и подразделяется на две подсвиты: нижнюю – глинистую и верхнюю – песчано-глинистую.

Нижневасюганская подсвита представлена трансгрессивными морскими осадками нижнего и среднего келловей и сложена аргиллитами темно-серыми до черных, слюдистыми, крепкими, плитчатыми, полосчатыми за счет светлосерых горизонтальных прослоев алевролитового материала.

Верхневасюганская подсвита (средний-верхний келловей - оксфорд) формировалась в мелководно- морской обстановке и сложена она песчаноглинистыми породами с преобладанием песчаных разностей, количество которых вверх по разрезу значительно возрастает. К песчаным разностям верхневасюганской подсвиты приурочен продуктивный горизонт Ю₁, в котором выделяются подугольная регрессивная (пласты Ю₁³⁻⁴ или Ю₁³ и Ю₁⁴); межугольная (Ю₁^М) и надугольная (пласты Ю₁¹, Ю₁² или Ю₁¹⁻²) пачки. Толщина свиты в пределах 70 м.

Георгиевская свита (J₃ km)

Отложения свиты продолжают разрез верхней юры и согласно залегают на породах васюганской свиты. Накапливались осадки в относительно глубоководной части шельфа и представлены они аргиллитами однородными темно-серыми с зеленоватым оттенком, известковистыми, содержащими песчано-алевролитовую примесь и включения глауконита и пирита. Возраст георгиевской свиты соответствует кимериджскому времени осадконакопления. Мощность отложений составляет 1 - 6 м.

Баженовская свита (J₃ v)

Отложения баженовской свиты имеют повсеместное распространение. Формирование их происходило в период тектонического покоя в глубоководном морском бассейне. Породы представлены темно-серыми, черными и буровато-черными аргиллитами, битуминозными, с включениями углистого детрита, иногда пирита.

Баженовская свита является региональным геологическим и геофизическим репером, а также региональной покрывкой для песчаников горизонта Ю₁ и нефтегенерирующей толщей. К подошве свиты приурочен региональный выдержанный опорный отражающий горизонт Па. Толщина свиты изменяется от 7 до 20 м.

Меловая система (К).

Меловая система является наиболее значимой по толщине осадочных пород в составе платформенных отложений, мощность её составляет 1700-2600 м и представлена всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отдела. В составе нижнего отдела снизу-вверх выделяются куломзинская, тарская, вартовская, алымская и большая часть покурской свиты. В составе верхнего отдела выделяются верхняя часть покурской, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Палеогеновая система (Р).

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевритов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу вверх): талицкая (палеоцен), люлинворская (эоцен) и чеганская (в. эоцен+н. олигоцен), а континентальная толща выделяется в некрасовскую серию (ср.+верх. олигоцен). Общая толщина палеогеновых отложений составляет 580-650 м.

Четвертичные отложения Q

Четвертичные отложения представлены континентальными отложениями -серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевритами и песками. Толщина отложений - 20-40 м.

Рисунок 3- Стратиграфическая колонка
Рисунок 4 – Условные обозначения к стратиграфической колонке

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении Аленкинское месторождение расположено в центральной части молодой Западно-Сибирской плиты (ЗСП), входящей в состав Урало-Сибирской платформы. Согласно структурно-тектоническому районированию фундамента Западно-Сибирской плиты территория приурочена к юго-восточной части Нижневартовского антиклинория и зоне его сочленения с Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом.

Доюрский фундамент ЗСП является гетерогенным складчато-блоковым сооружением. В его строении участвуют разновозрастные тектонические комплексы геосинклинального (унаследованного типа антиклинории и синклинории, инверсионные антиклинории, миогеосинклинали, срединные массивы), прото- (краевые, межгорные прогибы) и дейтероорогенного (наложенные впадины), плитного, а также рифтового генезиса. Наиболее контрастно выделяются дорифейский, рифейский, венд-силурийский, девонско-верхнетриасовый мегакомплексы.

Нижневартовский антиклинорий является зоной инверсионного типа развития, которая представлена карбонатно-терригенной формацией значительной мощности. Антиклинорий представляет собой приподнятую зону складчато-блоковых сооружений позднегерцинского возраста.

Отложения собственно платформенного чехла с угловым и стратиграфическим, либо только стратиграфическим несогласием, перекрывают складчатые образования палеозойского фундамента. Структуры мезозойско-кайнозойского чехла являются структурами унаследованного развития, т.е. они развивались на положительных или отрицательных формах рельефа фундамента, унаследовав их структуру.

В рассматриваемом районе к надпорядковым структурам (0 порядка) относятся Хантейская гемиантеклиза и Колтогорско-Нюрольский желоб. С юга и юго-запада антеклиза граничит со значительной по размерам депрессионной зоной – Мансийской синеклизой, с севера –

мегамоноклиналью, переходящей в Надым-Тазовскую синеклизу, а с востока – с серией надрифтовых прогибов, наиболее крупным из которых является Колтогорский мезопргиб.

В составе надпорядковой положительной структуры помимо Нижневартовского свода выделены Сургутский свод, Варьеганский, Айтульский и Тагринский валы.

Нижневартовский свод оконтурен в рельефе баженовской свиты на отметке минус 2540 м и имеет площадь 12570 км². Амплитуда структуры составляет 250 м. В пределах нижневартовского свода выделено 6 структур третьего порядка, из которых 5 -положительные и 1 - отрицательная.

В восточной части свода расположено Советско- Соснинское куполовидное поднятие, площадь которого составляет 540 км². Тектонический элемент имеет изометричную форму, имеет амплитуду 50 м. В южной части Нижневартовского свода выделена Малореченская впадина, западная граница которой совпадает с восточным окончанием Зайцевского вала. Последний несколько вытянут в северо-северо-западном направлении. В северной части свода расположено незначительное по размерам Урьевское куполовидное поднятие.

Отрицательной надпорядковой структурой в исследуемом районе является Колтогорско-Нюрольский желоб, который «рассекает» территорию Томской области в северо-северо-восточном направлении. Расположен он к востоку от Нижневартовского и Каймысовского сводов и объединяет серию депрессий различных порядков.

В качестве самостоятельных тектонических элементов, осложняющих непосредственно желоб, выделено 4 разнопорядковых структуры: Колтогорский мезопргиб, Черемшанская мезоседловина, Нюрольская мегавпадина, и Западно-Крапивинский прогиб.

Колтогорский мезопргиб, расположенный в северной части желоба, вытянут в северо-северо-восточном направлении. Мезопргиб имеет линейную форму и относительно простое строение. Центральная часть

депрессии выделена в качестве самостоятельной структуры III порядка - Ильякского прогиба, на севере Колтогорский мезогиб ограничен незначительной по площади Дальнестрежевской седловиной.

Аленкинское месторождение расположено на юго-восточном склоне Нижневартовского свода (восточнее Малореченской впадины). Склон Нижневартовского свода осложнен целым рядом локальных поднятий (Аленкинское, Западно-Аленкинское, Малореченское, Южно-Соснинское, Захарютинское, Комсомольское).

Рисунок 5- Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области (под редакцией А.Э. Конторовича)

2.4 Нефтегазоносность

Алёнкинское месторождение приурочено к Нижневартовскому нефтегазоносному району (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Нижневартовский НГР контролируется одноименной положительной структурой первого порядка - Нижневартовским сводом.

На Алёнкинском месторождении нефтегазоносность нижнеюрских отложений не доказана.

На Алёнкинском месторождении нефтегазоносность среднеюрских отложений не доказана.

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. В большинстве случаев продуктивными являются песчаники надугольной пачки (пласты Ю₁¹⁻²). На Алёнкинском месторождении при испытании пласта Ю₁³⁻⁴ в скважине 101Р, пробуренной в своде структуры, получен приток воды с пленкой нефти.

Залежь пласта Ю₁¹ пластово-сводовая, литологически ограниченная, размером 10,5×5 км. Высота залежи составляет 55 м. Водонефтяная зона составляет 31,4 % и занимает площадь 13,5 км². Залежь пласта Ю₁² пластовосводового типа с размерами 7,3×3,5 км и высотой 37 – 63 м. Водонефтяная зона занимает площадь 11,65 км² и составляет 53,8 % залежи. Пласты Ю₁¹ и Ю₁² характеризуются достаточно большой литологической неоднородностью, выражающейся в быстрой смене по разрезу крупно-среднезернистых песчаников мелко-среднезернистыми, а также в появлении в теле песчаного коллектора маломощных (0,1 - 1,5 м) линз и прослоев плотных, тонкозернистых алевролитистых песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Меловой нефтегазоносный комплекс. Основные залежи приурочены к пластам БВ₈ (верхи мегинской свиты) и АВ₁ (алымская свита). Дебиты нефти из пласта БВ₈ на 8 мм штуцере составили 107 - 169 т/сут, из пласта АВ₁ до 150 т/сут. Кроме этого нефтеносность установлена в отложениях вартовской свиты (пласты БВ₆-БВ₀ и АВ₇-АВ₆, АВ₄-АВ₂).

Аленкинское нефтяное месторождение, которое было открыто скважиной 101Р, пробуренной в сводовой части поднятия, где из отложений нижнего мела (пласт Б₁₀) в интервале глубин 2151 - 2155 м (а.о. – -2068 – -2070 м) на 8 мм штуцере получен приток нефти и воды дебитом 20 м³/сут и 48 м³/сут, соответственно. По типу залежь относится к пластово-сводовой, водоплавающей.

Рисунок 6- Литолого-фациальный разрез Аленкинсокго участка

30

Рисунок 7 – Карта изохорн отражающего горизонта Б

2.4 Петрофизические характеристики нефтегазоносных комплексов

Физические свойства основных пород, встречающихся в разрезе, приведены в таблице 1. Данные для таблицы взяты из отчета о научно-исследовательской работе «Уточнение алгоритмов определения подсчетных параметров для интерпретации ГИС месторождений».

Таблица 1 – Физические свойства горных пород осадочного чехла

Породы Плотность	σ (г/см ³)	Сопротивление $\rho_{п}$ (Ом*м)	Радиоактивность γ (мкр/ч)	Скорость v_p (м/с)
Глины	2,1-2,4	2-60	8-16	800-3000
Песчаники	2,3-2,6	2-40	2-10	850-4500
Аргиллиты	2,4-2,7	2,4-6	4-12	800-4000
Алевролиты	2,4-2,7	1,8-18	8-18	800-4500
Угли	1,2-2,2	100-320	2,6-6	1000-2500
Глины опоковидные	1,4-1,6	2,1-3,6	9,4-16	1000-2500

Повышенные значения сопротивления глин объясняются их уплотнением, увеличением карбонатности, снижением пористости. Глины являются наиболее радиоактивными породами, поэтому значения радиоактивности у них максимальные.

Сопротивления песчаников изменяются в широких пределах в зависимости от характера насыщения, пористости, цементации порового пространства. У водонасыщенных пластов сопротивление порядка 2 Ом, у нефтенасыщенных – значительно выше. Радиоактивность песчаников возрастает с ростом глинистости и зависит от минерального состава породы. По НКТ средние значения.

На каротажной диаграмме глины характеризуются низкими значениями сопротивления, на кривой ПС наблюдаются положительные приращения, по ГК максимальные значения, по НКТ средние значения и несколько выше, чем у песчаников.

Карбонатные породы отмечаются повышенными значениями на кривых электрометрии и НКТ. Низкие показания ГК, растущие с увеличением глинистого материала.

Амплитуды ПС отрицательные, уменьшающиеся с увеличением глинистости и ростом сопротивления.

Геофизические параметры, включающие электрические, радиоактивные и акустические, пород-коллекторов приведены в таблице 2. В таблице приводятся данные по регистрируемому параметру, указаны единицы и пределы измерения.

Таблица 2 – Геофизические параметры пород-коллекторов

Метод каротажа	Регистрируемый параметр	Единицы измерения	Пределы изменения
Электрический	УЭС водонасыщенного пласта	Ом*м	2– 30
	УЭС нефтегазонасыщенного пласта	Ом*м	2– 250
	Коэффициент увеличения сопротивления пласта	мВ	1,2 – 100
	Потенциал ПС		10 – 150
Радиоактивный	Водородосодержание	%	10 – 45
	Время жизни нейтронов:		
	Нефтенасыщенный пласт	Мкс	140 – 300
	газонасыщенный пласт		150 – 400
водонасыщенный пласт		140 – 300	
Естественная радиоактивность	мкР/час	2 - 4	
Акустический	Пластовая скорость	км/сек	2 – 4,5
	Кажущийся коэффициент поглощения упругой волны	дБ/м	1 - 30

Фильтрационно-емкостные свойства пласта Ю 1^2 следующие: Нэф=10 м, пористость по методам ГМИС составляет 18,8 %, а по лабораторным показателям – 16.120 %. Проницаемость по лабораторным исследованиям колеблется от 9 до 37.8 мД. Нефтенасыщенность пласта равна 59%. В скважине 28 Нэф= 4.8 м, пористость по ГМИС 16.4

%, по лабораторным исследованиям колеблется от 14 до 19.9 %, нефтенасыщенность – 58 %.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Для анализа взят разрез скв. 102, потому что данный разрез для этого месторождения можно считать эталонным, так как он удовлетворяет следующим требованиям:

- типичный (представительный) для данного месторождения и данного рода геологической задачи;
- содержит искомый (исследуемый) геологический объект. В нашем случае – это продуктивный пласт, встречающийся на месторождении литологические разности;
- хорошо изученный с геологической точки зрения (имеет литологическую колонку, выделены и оценены коллекторы);
- хорошо изученный геофизическими методами (оптимальный для решения конкретной задачи).

Данная скважина взята за эталонную так же потому, что в продуктивном пласте присутствует водонефтяной контакт (ВНК).

Определение водонефтяного контакта осуществляется методами сопротивлений (БКЗ, БК, ИК) и методом АК при условии, что зона проникновения не превышает 10 см.

В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений.

По АК контакт выделяется по различию акустических свойств флюидов.

Скважина пробурена на пресном глинистом растворе, удельное сопротивление промывочной жидкости изменяется от 0.7 Омм до 3.6 Омм.

По данным интерпретации в коллекторах отмечается повышающее проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт, глубина зоны проникновения для продуктивных и водонасыщенных коллекторов

изменяется от 2 до 8 диаметров скважины. Средняя температура для пласта Ю1 принята – 88 °С, минерализация пластовых вод - 53 г/л, удельное сопротивление пластовой воды - 0.0569 Ом·м.

Геофизические исследования в скважинах представлены следующим комплексом:

- стандартный каротаж с ПС;
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК);

Стандартный каротаж в комплексе с индукционным, радиоактивным, акустическим и другими методами ГИС предназначен для решения следующих основных геологических задач:

- литостратиграфическое расчленение разрезов с возможностью построения детальной литостратиграфической колонки;
- определение однородных и неоднородных по строению и свойствам пород интервалов разреза;
- предварительное выделение проницаемых пластов и покрышек (установление их толщин, строения по однородности);
- предварительное выделение нефтегазонасыщенных пластов и оценка характера насыщения коллекторов;
- предварительное выделение контактов пластовых флюидов (ВНК, ГВК, ГНК) в однородных коллекторах и прогноз фазового состояния углеводородов в пластовых условиях;
- предварительное выделение эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- контроль технического состояния ствола скважины (в открытом стволе и в колонне).

Стандартный электрический каротаж относится к основным исследованиям и проводится во всех поисковых и разведочных скважинах.

Стандартный (оптимальный) для изучаемого района набор зондов обеспечивает наилучшее выделение по кривым КС слоев с разным удельным электрическим сопротивлением. Вид и размеры зондов зависят от поставленных задач и выбираются опытным путем. Стандартный набор зондов для изучаемого района выбирается на основании многолетних опытных данных и, как правило, остается неизменным для большинства видов исследований.

Повторные записи диаграмм стандартного каротажа путем перекрытия ранее исследованных интервалов, а также параллельные записи стандартного каротажа в масштабе 1:200 позволяют эффективно решать задачи по выделению коллекторов и определению характера их насыщения, в том числе коллекторов сложного строения. При этом обязательным требованием является высокое качество диаграмм стандартного каротажа.

Рисунок 8 – Эталонная скважина месторождения

4. Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

Задачи ГИС на стадии разведки:

1. Литологическое расчленение и корреляция разреза;
2. Выделение коллекторов;
3. Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород;
4. Оценка характера насыщения и коэффициентов флюидонасыщенности;
5. Определение водонефтяного контакта.

4.2 Обоснование объекта исследований

На данном участке работ пласт Ю₁² является самым продуктивным. Основным вопросом проектирования является исследование фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁² на Аленкинском месторождении, которое позволит перевести запасы в категорию А. Используя литолого-фациальный разрез и структурную карту по кровле Баженовской свиты будет запроектирована разведочная скважина. Строительство скважины будет осуществляться в синклинальной складке пласта Ю₁² данное местоположение выбрано для доразведки месторождения и увеличения добычи. Местоположение скважины северо-западнее относительно скважины 102.

Рисунок 9- Проектная скважина на литолого-фациальном разрезе

Рисунок 10 – Структурная карта по кровле Баженовской свиты.
Проектная скважина отмечена красной точкой.

4.3 Физико-геологическая модель исследования

Физико-геологическая модель включает: геологический разрез, данные методов ГИС и результаты их интерпретации. Геологическую часть ФГМ составляют глинистые образования (аргиллиты), служащие экраном для флюидов, песчаники - потенциальные коллекторы, которые могут быть заполнены нефтью, газом или водой, а также плотные пласты (карбонатная порода) и угли.

Продуктивные пласты характеризуются минимальными показаниями ПС и ГК, средним значением НКТ и аномально высоким сопротивлением. Количественно выражается следующим образом: значения ГК лежат в пределах 4 мкР/ч, значения НКТ приблизительно 4,3-4,8 у.е., а пластовое сопротивление около 60 Ом*м, на каверномере снижение диаметра скважины ($d_c < d_n$), а на микрозондах превышение показаний потенциалзонда по АК средние значения, с увеличением глинистости увеличивается значение Δt .

Глинистые образования в разрезе характеризуются высокими показаниями гамма-каротажа 14-16 мкР/ч, а так же максимальными показаниями ПС, на диаграммах методов сопротивлений значения низкие (2-5 Ом*м), увеличением диаметра скважины против номинального ($d_c > d_n$) по каверномеру, по диаграммам АК большие значения Δt , на микрозондах показания близки к сопротивлению бурового раствора.

Угли отличаются повышенным сопротивлением, в пределах 60-70 Ом*м, а так же пониженными значениями НКТ - менее 2 у.е., ГК до 1,2 мкР/ч, небольшими отрицательными амплитудами ПС, повышенные значения АК.

Рисунок 11 - Априорная физико- геологическая модель
Карбонатизированные песчаники представлены пониженными значениями ГК и повышенными НКТ, повышенными значениями сопротивления и средними показаниями на кривой ПС, на микрозондах приращение отсутствует, диаметр скважины соответствует номинальному.

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Оптимальный комплекс ГИС должен удовлетворять следующим требованиям:

- комплекс должен обеспечивать полноту и точность исследований;
- комплекс должен быть экономически эффективным, то есть необходимо обеспечить минимальное время простоя скважины во время геофизических исследований;
- комплекс должен выполнять все поставленные геологические задачи.

Задача литологического расчленения решается при условии разных физических свойств пород. Это разное удельное электрическое сопротивление пород, разная радиоактивность пород, различные акустические свойства, и др.

В песчано-глинистом разрезе Аленкинского месторождения эту задачу можно решить, применяя следующие методы: ПС, ГК, НГК, ГГКп.

ПС: Каротаж потенциалов собственной поляризации горных пород основан на выявлении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхностях раздела скважина – породы и между пластами различной литологии. Против глинистых пород наблюдаются положительные аномалии потенциала ПС, а около пористых проницаемых пластов - отрицательные.

Метод ГК основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, которая определяется присутствием в них радиоактивных изотопов урана, калия и тория.

НГК: Нейтронный гамма-каротаж. Один из методов каротажа нейтронного, основанный на облучении горных пород быстрыми нейтронами

от ампульного источника и регистрации нейтронов по разрезу скважины, которые в результате взаимодействия с породообразующими элементами замедлились до тепловой энергии.

Плотные непроницаемые пласты и пропластки отмечаются наиболее высокими показаниями.

Дополнительными методами для определения литологического состава и выделения коллекторов являются методы: ИК, ГГК-п.

Метод ИК основан на регистрации проводимости горных пород при распространении электромагнитного поля. Удельная электрическая проводимость горных пород является величиной, обратной их удельному электрическому сопротивлению. В связи с этим данный метод уверенно выделяет угли и плотные карбонатизированные песчаники, имеющими высокие сопротивления.

При ГГК-п интенсивность рассеянного гамма-излучения обусловлена комптоновским эффектом, зависящим только от объемной плотности горных пород и фотоэффектом, зависящим от атомного номера вещества. По показаниям данного каротажа наиболее выражено выделяются угли и плотные карбонатизированные песчаники, а также при совместной интерпретации плотностной и литологической диаграммам выделяются чистые и кальцитизированные терригенные разности (по степени содержания в них кальция, обладающего большим атомным номером).

Выделение коллекторов осуществляется методами кавернометрия, МКЗ, ПС, БК и МБК. Следующие методы можно применить, поскольку они объясняются следующими критериями:

Кавернометрия заключается в измерении среднего диаметра скважины в миллиметрах. Кавернометрия является методом изучения геометрии ствола скважины. При выделении коллекторов наблюдается уменьшение диаметра скважины, за счет образования глинистой корки, и

увеличение диаметра против глин, за счет размывания их буровым раствором.

Микрокаротажом - называется измерение удельного сопротивления горных пород электрическими зондами малой длины: Микроградиент зонд - А0.25М0.25N, Микропотенциал зонд - А0.05М.

МКЗ позволяет детально изучить разрез, сложенный пластами как большой, так и малой мощности, выделить коллекторы и детально изучить их строение, за счет малой длины зондов МГЗ и МПЗ, и как следствие малой глубины исследования, вблизи стенки скважины. Наличие двух кривых, полученных по МГЗ и МПЗ, позволяет учесть влияние глинистой корочки на величину кажущегося сопротивления и более четко выявить коллекторы по их положительному расхождению. Измеряемая величина - кажущееся удельное электрическое сопротивление прискважинной зоны в пределах радиуса исследования каждого зонда. Единица измерения - Ом*м.

С помощью ПС наиболее четко выделяются коллектора, вследствие образования против них отрицательной аномалии, которая образуется за счет диффузионно- адсорбционного потенциала, возникающего на границе пластов в результате диффузии солей, растворенных в пластовой воде и буровом растворе.

Метод БК+МБК: Боковой каротаж (БК) - электрические исследования фокусированными зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов. Определяемая величина - кажущееся удельное электрическое сопротивление. Единица измерения - Ом*м.

Боковой микрокаротаж (БМК) - электрические исследования фокусированным микрозондом, установленном на прижимном изоляционном башмаке.

Основным принципом выделения коллекторов описанными методами является положительное расхождение сопротивлений.

Фильтрационно-емкостные свойства

Определение глинистости коллекторов осуществляется методами ПС, ГК.

По методу ПС определение глинистости основано на зависимости адсорбционной активности, следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала. Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии

$\alpha_{ПС}$ от глинистости

$$\alpha_{ПС} = \Delta U_{ПС} / \Delta U_{ПС.мах} = f(K_{ГЛ})$$

При ГК интенсивность естественной радиоактивности коллекторов зависит от содержания в них глин. Для определения глинистости используется петрофизическая зависимость двойного разностного параметра

ГК от глинистости

$$\alpha_{\nu} = (q\gamma_{х} - q\gamma_{ГЛ=0}) / (q\gamma_{ГЛ=1} - q\gamma_{ГЛ=0}) = f(K_{ГЛ}),$$

Определение пористости коллекторов осуществляется методами сопротивлений (БКЗ, ИК), ПС, НГК, ГК-п и АК.

Методы сопротивлений применяют для определения $K_{п}$ межзерновых коллекторов и основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости $R_{п}$. По микрозондам легче определить сопротивление жидкости в порах зоны проникновения, т.е. фильтрата бурового раствора.

По ПС оценка пористости производится по коррелятивным кривым зависимости показаний метода от коэффициента пористости пород КП, составленным для исследуемых отложений.

При НК-Тпористость определяется в основном за счет водородосодержания исследуемой среды, т.к. жидкость содержится в основном в порах пород, и определяется по петрофизической зависимости водородосодержания от пористости с учетом поправки за глинистость.

По ГГК-п определение пористости основано на интенсивности вторичного гамма-излучения, связанного с комптоновским эффектом, показания которого обусловлены плотностью пород.

По ПС проницаемость определяется из петрофизической зависимости относительной амплитуды аномалии $\alpha_{\text{ПС}}$ от проницаемости, установленной на модели пород для данного или соседнего месторождения.

В методе сопротивлений определение коэффициента проницаемости производят по известной величине параметра нефтенасыщенности R_n и коэффициента пористости $k_{\text{п}}$. Эти определения основываются на наличии корреляционной зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Также по методу БКЗ, которым можно определить диаметр зоны проникновения, проницаемость тем выше, чем больше диаметр зоны проникновения.

Оценка характера насыщения коллекторов сводится к выделению в разрезе продуктивных (нефтеносных, нефтегазоносных, газоносных) и непродуктивных (водоносных) коллекторов по данным БК, ИК, БКЗ и акустического каротажа (АК).

Определение водонефтяного, газонефтяного контактов осуществляется методами сопротивлений (БКЗ, БК, ИК) и методами НГК, АК при условии, что зона проникновения не больше 10 см.

В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений, но только в случае если в пласте переход от предельно нефтенасыщенной к водонасыщенной части коллектора достаточно резкий.

Применение ННК-Т для определения контакта основано на различном содержании хлора в водоносных и нефтегазоносных пластах. Переход от водонасыщенной части пласта к нефтенасыщенной отмечается понижением показаний на диаграммах НГК.

По АК контакт выделяется по различию акустических свойств флюидов.

Резистивиметрия применяется для определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, заполняющей скважину. Сведения об удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости используются для количественной интерпретации данных БК, БКЗ, ИК; определения минерализации пластовых вод по результатам метода потенциалов ПС.

Инклинометрия применяется для определения ориентации скважины в пространстве. Отклонение скважины от вертикально направленной оси называется искривлением. Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины забоя, для управления искривлением ствола скважины в целях доведения ствола скважины до заданного местоположения, выявления мест резкого искривления с целью предупреждения осложнений в проведении геофизических работ. При инклинометрии ствола скважины измеряются зенитный угол, азимут и длина ствола скважины от ее устья до точки измерения.

Основываясь на опыте предшествующих геофизических исследований скважин на Аленкинском месторождении, учитывая физические свойства горных пород и геологическое строение района работ, для выполнения поставленных геолого- геофизических задач предлагается выполнение следующего комплекса ГИС в скважинах (таблица 3):

Таблица 3 - Проектный комплекс ГИС

Метод ГИС	Вид исследований (масштаб записи)
Стандартный каротаж КС (А2.0М0.5N)	ПС, Общие (1:500) Детальные (1:200)
РК(НК-Т, ГК)	Общие (1:500) Детальные (1:200)
ИК, БК	Детальные (1:200)

БКЗ (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N, N0.5М2.0А, N6.0М0.5А)	Детальные (1:200)
Плотностной каротаж (ГГК-П)	Детальные (1:200)
Акустический каротаж	Детальные(1:200)
МКЗ, МКВ	Детальные (1:200)
Резистивиметрия,	Общие (1:500) Детальные (1:200)
Кавернометрия	Общие (1:500) Детальные (1:200)
Инклинометрия	Общие (1:500) Детальные (1:200)

5. Методические вопросы

5.1 Методика проведения проектных геофизических работ

Геофизические исследования в скважинах будут проводить по общепринятой схеме проведения работ (таблица 2.2).

Таблица 4 - Схема проведения геофизические исследований в скважинах

На базе			
Настройка, эталонировка приборов в сертифицированном контрольно-ремонтном органе с отметкой в техническом паспорте (периодическая, а также после каждого ремонта)			
На скважине			
Проверка калибровок приборов	Установка масштабов	Геофизические измерения и запись	Предварительная оценка качества материалов
Передача геофизических материалов в КИП			

Электрические методы каротажа

Стандартный картаж. Будет выполняться прибором КИА-723М с использованием подошвенного градиент-зонда А2.0М0.5N, одновременно будет вестись запись ПС. Масштаб записи: КС - 2,5 Ом*м/см, ПС - 12,5 мВ/см. Скорость записи 1800 м/ч.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ). Будет выполняться прибором КИА-723М, комплексом подошвенных градиент-зондов А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N, кровельных N0.5M2.0A и кровельным потенциал-зондом N6.0M0.5A. Методика записи и масштаб такие же, как и при КС.

Боковой картаж (БК). Будет проводиться прибором КИА-723М, запись будет проводиться в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. Скорость записи как и при КС. Микробоковой картаж (МБК). Масштаб записи МБК - 2,5 Ом*м/см.

Аппаратура - МКГ. Скорость регистрации 1500 м/с.

Индукционный каротаж (ИК). Будет проводиться аппаратурой КИА723М, в масштабе $10\text{м}^2/\text{мСим}/\text{см}$. скорость записи кривых будет составлять 1800 м/ч.

МКЗ будет проводиться аппаратурой МК-Г со скоростью 1000 м/час.

Радиоактивный каротаж

Гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж (ГК+ ННКТ). Будет проводиться с использованием аппаратуры РКС-3М. Масштаб записи ГК - 10 мкр/ч/см; ННКТ - 0,1-0,45 усл.ед./см. Скорость регистрации 200-500 м/ч. Датчик гамма-квантов - сцинтилляционные счётчики-кристаллы NaI (40x80). Индикатор нейтронов - сцинтилляционный счётчик ЛДНМ (30x70) и пропорциональный гелиевый счетчик СМН-18. Источник нейтронов - плутоний-бериллиевый мощностью $1 \times 10^7 - 11,6 \times 10^6$ н/с.

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГП) будет проводиться аппаратурой СГП-2. Источник гамма-квантов - ^{137}Cs . Детектор гаммаквантов - сцинтилляционный счетчик NaJ (25x30, 25x40). Постоянная интегрирующей ячейки $\tau = 6$ мс. Масштаб записи $0,1 \text{ г}/\text{см}^3/\text{см}$. Скорость регистрации - 300 м/ч.

Акустический каротаж будет производиться скважинным прибором СПАК-6, масштаб регистрации 40 мкс/м/см.

Кавернометрия будет выполняться аппаратурой МК-Г со скоростью регистрации 1500 м/ч.

Резистивиметрия проводится прибором прибором КИА-723М. Скорость записи - 1800 м/час. Масштаб записи $1,0-2,0 \text{ Ом}^*/\text{м}/\text{см}$.

Инклинометрия будет проводиться прибором ИОН-1, позволяющим проводить как непрерывную запись, так и запись по точкам через 10 м.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал - 4320 - ПК - 3,5. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного, бронированного геофизического кабеля.

А для регистрации и обработки информационных сигналов - станция семейства КЕДР-02.

5.2 Интерпретация геофизических данных

Под геофизической интерпретацией понимают определение физических свойств пласта по данным геофизических замеров (истинных удельных сопротивлений пластов по диаграммам КС, величин естественных потенциалов по ПС, естественной радиоактивности по ГК и т. д.) [16, 17].

Геологическая интерпретация заключается в определении геологических свойств пластов (литологии, пористости, проницаемости, глинистости, нефте-, газо-, водонасыщенности и др.), устанавливаемых по совокупности результатов геофизической интерпретации, геологических данных и лабораторных исследований кернов.

Перед нами были поставлены следующие задачи:

- литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
- выделение коллекторов;
- уточнение эффективной толщины продуктивного пласта;
- оценка коллекторских свойств пластов (пористости, глинистости, насыщения, проницаемости);
- оценка характера насыщения коллекторов;

Литологическое расчленение разреза

Однозначное определение литологии может дать только комплексное использование геофизических методов. В условиях песчано-глинистого разреза изучаемых месторождений наиболее уверенно выделяются по геофизическим характеристикам следующие литологические разности [19, 20].

Глины на диаграммах методов сопротивлений значения K_k низкие (2-5 Ом), повышающиеся с уплотнением глин, увеличением карбонатности и

снижением пористости. В связи с размыванием глин в процессе бурения, формируются каверны на стенках скважины, регистрируемые увеличением диаметра скважины против номинального ($d_c > d_n$) по каверномеру, а на микрозондах показания близки к сопротивлению бурового раствора ($K_{к\text{ мпз}} = K_{к\text{ мгз}} = K_c$). На диаграммах ПС положительные приращения, по ГК максимальные (7 - 14 мрч) значения, по НКТ средние значения (3 - 5 у.е.) и несколько выше, чем у песчаников, по диаграммам АК большие значения $\square t$ (обладают наименьшими скоростями распространения упругих волн).

Песчаники кажущиеся сопротивления K_k изменяются в широких пределах в зависимости от характера насыщения, пористости, цементации порового пространства, а показания зондов зависят от глубинности метода в радиальном направлении. Для неизменной части пласта у водонасыщенных пластов сопротивление порядка 1,5-4 Ом*м, у нефтенасыщенных - 4-10 Ом*м, а иногда и выше. Повышение глинистости у водонасыщенного коллектора повышает сопротивление, а у нефтенасыщенного снижает. По ПС отрицательные приращения, амплитуда которых увеличивается со снижением глинистости. В связи с формированием глинистой корки на каверномере снижение диаметра скважины ($d_c < d_n$), а на микрозондах превышение показаний потенциал-зонда ($K_{к\text{ мпз}} > K_{к\text{ мгз}}$). По ГК низкие значения (3-5 мкр), повышаются с ростом глинистости и зависят от минерального состава породы. По НКТ средние значения, по АК средние значения, с увеличением глинистости увеличивается значение $\square t$.

Карбонатные породы- плотные известняки, доломиты, мергели. Повышенные показания на кривых электрметрии и НКТ. Низкие показания ГК, растущие с увеличением глинистого материала. На микрозондах отсутствует приращение. Диаметр скважины соответствует номинальному. Амплитуды ПС отрицательные, уменьшающиеся с увеличением глинистости и ростом сопротивления.

Угли отмечаются повышенными показаниями на кривых электрометрии. Минимальные интенсивности ГК и НКТ. Как правило, небольшие отрицательные амплитуды ПС, повышенные значения АК. Диаметр скважины и показания микрозондов зависят от прочностных свойств углей.

В реальных разрезах скважин могут встречаться различные переходные разности пород, например в зависимости от содержания глинистого материала: глинистый песчаник (20 - 50% глин), алевролит (50 - 80% глин), мергель (50 - 70% глин в известняках) и т.п., естественно, что и геофизические характеристики в этом случае будут изменяться в соответствии с содержанием глинистой фракции.

Выделения в разрезе коллекторов

Выделение коллекторов в разрезе скважины продуктивного пласта Ю₁ будет проводиться по результатам комплексной интерпретации геологогеофизических материалов.

К коллекторам относятся песчаники и алевролиты, обладающие прямыми качественными признаками проникновения в них фильтрата промывочной жидкости, прямо указывающими на проницаемость пластов и наличие в них подвижного флюида.

Прямыми качественными признаками являются:

1. сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограммах (наличие глинистой корки), микрокавернограммах, профилеграммах;
2. отрицательная аномалия ПС;
3. наличие положительных приращений на кривых микрозондов (МКЗ, МПЗ больше МГЗ) при невысоких значениях сопротивлений, тк МПЗ характеризует промытую зону пласта, а МГЗ- глинистую корку). Если сопротивление повышенное, то этот метод работает, исключая плотные породы;

4. средние значения по кривым ННК-Т;
5. наличие радиального градиента или зоны проникновения.

Градиент сопротивления определяется по БКЗ;

6. по временным замерам БКЗ, проводится в открытом стволе скважины при бурении.

Коллектор определяется по наличию приращения сопротивлений на диаграммах повторного замера.

При выделении коллекторов по количественным признакам используются количественные критерии различных параметров, соответствующих границе коллектор-неколлектор. Обычно используются следующие геофизические параметры:

7. коэффициент проницаемости и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности; - геофизические параметры: относительная амплитуда ПС.

На месторождениях Западной Сибири при выделении нефтенасыщенных коллекторов в юрских отложениях принимаются следующие критические значения коэффициентов проницаемости, пористости, глинистости и относительной амплитуды ПС: значение коэффициент проницаемости больше или равное $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Критическое значение пористости в зависимости от проницаемости для разных месторождений принимается от 11 до 14,2%. Критическое значение глинистости для нефтенасыщенных коллекторов принимается равным 25%. Критическое значение относительной амплитуды ПС для нефтенасыщенных – от 0,4 до 0,45.

В эффективную толщину выделяемых по прямым качественным признакам коллекторов не включаются прослой плотных непроницаемых пород (глины, известковые разности пород), которые уверенно выделяются по высоким показаниям на диаграммах фокусированных методов

электрического каротажа ($K_k \text{ МПЗ}$ больше $K_k \text{ МГЗ}$).

Оценка коллекторских свойств пластов

Глинистость содержание в твердой фазе породы частиц с эффективным диаметром меньше 0,01 мм (глинистых частиц).

Количество глинистости оценивается с помощью коэффициентов массовой, объемной или относительной глинистости, различающихся по способу расчета.

Коэффициент массовой глинистости ($C_{\text{гл}}$) - массовая доля глинистых частиц в массе твердой фазы горных пород:

$$C_{\text{гл}} = m_{<0,01} / m_{\text{тв}} \quad (2.3)$$

С помощью $C_{\text{гл}}$ удобно выразить результаты гранулометрического анализа. Она является хорошей характеристикой литологического состава и условий образования осадочной горной породы.

В петрофизической и геофизической практике используют параметры глинистости, производные от массовой глинистости $C_{\text{гл}}$ - объемную $K_{\text{гл}}$ и относительную $\eta_{\text{гл}}$ глинистость.

В общем случае, коэффициент объемной глинистости:

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}} * (1 - K_{\text{п}}) * \sigma_{\text{скел}} / \sigma_{\text{глин}} \quad (2.3)$$

Параметр $K_{\text{гл}}$ характеризует долю объема породы, занимаемую глинистым материалом; его удобнее использовать при построении различных моделей породы и для сопоставления с геофизическими параметрами, например с удельной радиоактивностью породы.

Проницаемость - это свойство горных пород фильтровать через себя флюиды жидкости или газа под воздействием градиента давления. Лучшую проницаемость имеют грубообломочные породы (пески, песчаники, алевролиты). Тонко дисперсные породы (глины, аргиллиты) имеют весьма тонкие капилляры, поэтому практически не проницаемы. Такие породы часто служат экранами нефти и газа.

При количественной оценки проницаемости породы считаем фильтрацию линейной, т.е. соответствующую линейному закону Дарси:

$$Q = K_{пр} * \Delta P * S * t / (\Delta l * \mu)$$

где μ - вязкость флюида, Па*с, $K_{пр}$ - коэффициент пропорциональности.

Определения пористости коллекторов осуществляется методами: ПС, сопротивлений (БКЗ, ИК, БК, МБК), НКТ, ГГК-п и АК.

По ПС оценка пористости производится по корреляционным зависимостям показаний метода от коэффициента пористости пород $K_{п}$, составленным для исследуемых отложений. (Например: $K_{п} = 0,08392 + 0,1196 * \alpha_{пс}$).

По методам сопротивлений пористость находится из зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости $R_{п}$ (уравнение Арчи-Дахнова). Параметр пористости есть коэффициент пропорциональности между сопротивлением водонасыщенной породы $\rho_{ВП}$ и сопротивлением $\rho_{В}$ воды, ее насыщающей: $\rho_{ВП} = R_{п} * \rho_{В}$, откуда $R_{п} = \rho_{ВП} / \rho_{В}$.

Параметр пористости зависит от пористости, извилистости пор, характера порового пространства, степени цементации и других факторов.

Экспериментально формула имеет вид:

$$R_{п} = a_{п} / K_{п}^m$$

где $a_{п}$ - постоянная, которая зависит от состава породы и изменяется от

0,4 до 1,4;

m - «показатель цементации», который зависит от степени сцементированности и имеет величину от 1,3 (для несцементированных) до 2,3 (для сильно сцементированных пород).

При НКТ пористость определяется за счет водородосодержания исследуемой среды, т.к. жидкость содержится в основном в порах пород, и определяется по петрофизической зависимости водородосодержания от пористости с учетом поправки за глинистость.

$$K_{п} = K_{п}^{общ} - K_{ггк} * \omega_{св}$$

где $K_{п}^{общ}$ - общая пористость, д.е., определяется по следующей формуле:

$$K_{п}^{общ} = (0,332/J_{ггк}) + 0,07998$$

где $\omega_{св}$ - водородосодержание связанной воды ($\omega_{св} = 0,18$).

Применение АК для определения пористости основано на замере интервального времени, которое является линейной функцией пористости горных пород.

$$K_{п} = 0,196 * \Delta T - 33,9 \quad (2.13)$$

По методу ГГК-п пористость определяется по следующей формуле:

$$K_{п} = (\rho_{т} - \rho) / (\rho_{т} - \rho_{ж}) \quad (2.14)$$

где $\rho_{т}$ - плотность твердой фазы (для песчаника: $\rho_{т} = 2,55 - 2,69$ г/см³), $\rho_{ж}$ - плотность жидкой фазы ($\rho_{ж} = 1,0$ г/см³).

Определения характера насыщения коллектора

Определение характера насыщения осуществляется методами сопротивлений (БК, ИК) и акустическим каротажем (АК).

Также характер насыщения определяется сопоставлением расчетного значения $K_{в}$ с критическими:

где: $K_{в}^*$ - водонасыщенность при обводнении продукта в 1% (начало двухфазного потока);

$K_{в}^{**}$ - начало однофазного потока воды;

$K_{всв}$ - остаточная неснижаемая водонасыщенность;

$K_{всв} \leq K_{в} \leq K_{в}^*$ - нефтяной пласт;

$K_{в}^* \leq K_{в} \leq K_{в}^{**}$ - водонефтяной пласт; $K_{во} >$

$K_{в}^{**}$ - водяной пласт;

$K_{в_кр}$ - водонасыщенность при равенстве фазовых проницаемостей по нефти и воде.

При АК характер насыщения коллекторов зависит от изменения скорости и затухания упругих волн.

Нефтегазовые коллекторы:

- высокие значения сопротивлений;
- низкая проводимость ИК ($IK < 200$ мСм/м);
- по НКТ высокое водородосодержание для нефти и низкое - для газа.

Водонасыщенные коллекторы:

- причем значения сопротивлений больших зондов низкие, а малых зондов - высокие;
- низкие значения сопротивлений;
- высокая проводимость ИК ($IK < 200$, мСм/м); - по НКТ высокое водородосодержание.

Критерии коллектора:

- для нефти и воды $4,3 < \rho_{\Pi} < 5,2$;
- для газа $\alpha_{\text{ПС}} \geq 0,3$; $K_{\Pi} = 0,12$; $K_{\text{ПР}} = 0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²; $\rho_{\Pi} \geq 11,0$, временные замеры НКТ;
- для воды $\rho_{\Pi} < 4,3$;
- для нефти $\alpha_{\text{ПС}} \geq 0,43$; $K_{\Pi} = 0,135$; $K_{\text{ПР}} = 1,92 \cdot 10^{-3}$ мкм²; $\rho_{\Pi} \geq 5,2$.

Коэффициент нефтегазонасыщенности определяют по формуле

$$K_{\text{НГ}} = 1 - \sqrt{1/P_{\text{н}}}$$

где $P_{\text{н}} = r_{\text{нп}}/r_{\text{вп}}$ - коэффициент увеличения сопротивления пласта; $r_{\text{вп}} = P_{\Pi} * r_{\text{в}}$,

где $r_{\text{вп}}$ определяют по величине ПС.

$K_{\text{НГ}}$ определяется по формуле:

$$K_{\text{НГ}} = 1 - K_{\text{в}} \quad (2.17)$$

Где коэффициент водонасыщенности определяется по уравнению

Арчи-Дахнова:

$$K_{\text{в}} = (a * r_{\text{в}} / K_{\text{н}}^m * \rho_{\text{нп}})^{1/n}$$

где n - показатель насыщенности.

6 Геофизическое обеспечение при бурении горизонтальных скважин

Горизонтальная скважина (ГС) - это такая скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2-10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Скважина с горизонтальным или условно горизонтальным окончанием с углами наклона от вертикали менее 55° является разновидностью наклонно-направленной скважины (ННС) и изучается традиционными средствами и методами. Участок с углами наклона от 55 до 110° принято называть горизонтальным и именно его исследования требуют применения нетрадиционных специальных технологических комплексов и специальных технических средств, а интерпретация полученных данных должна учитывать особенности модели горизонтального пласта.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

- морские месторождения углеводородов;
- месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;
- залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- низкопроницаемые неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;
- карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- переслаивающиеся залежи нефти и газа;
- залежи на поздней стадии разработки.

Процесс получения информации из бурящейся ГС следует разделить на три фазы:

- измерения в процессе бурения с целью принятия оперативных решений и распознавания текущей геологической ситуации;

- измерения после бурения с целью детального изучения физических свойств вскрытого пласта (пористости, проницаемости, глинистости, нефтенасыщенности), его геометрии (протяженности, мощности, наклона);

- измерения в процессе освоения и эксплуатации объекта (профиля притока, продуктивности отдельных участков горизонтального ствола, технического состояния скважин). Эти фазы разделены определенным интервалом времени и требуют различных технических средств и технологических приемов исследований.

Исследования в процессе бурения (в реальном масштабе времени), безусловно, не обеспечивают (в основном по объему) той исчерпывающей информацией, которую необходимо иметь для полного представления о протяженности пласта, изменении его коллекторских свойств по простиранию. Полную же информацию можно получить с использованием традиционных геофизических приборов. Исследования такого рода относятся к наиболее часто встречающейся в практике получения информации второй фазе исследований ГС. Технология и технические средства геофизических исследований скважин (ГИС) при этом достаточно резко отличаются от технологий, применяемых в процессе бурения.

Третью фазу исследований проводят сразу же после окончания бурения в процессе воздействия на дренированный пласт для вызова притока (смена раствора на воду, воды на нефть, аэрация, понижение уровня компрессором и др.) на объектах с ГС, находящихся в эксплуатации.

В отличие от вертикальных (ВС) и наклонно-направленных технология бурения которых в общем случае не требует текущей геофизической информации, за исключением инклинометрических замеров,

для эффективной (оптимальной) проводки горизонтального ствола, даже при полном соответствии его траектории проектной, необходима постоянная информация о литологическом строении вскрываемого забойной частью ГС разреза, используемая в целях оперативной корректировки траектории ствола при встрече непредвиденных разностей неколлекторов (аргиллитов, плотных, низкопористых или заглинизированных прослоев), или при выходе за пределы объекта (в случае локальных изменений углов падения пластов) и т.п. Данная (навигационно-технологическая) задача решается путем непрерывных инклинометрических замеров и исследований гамма каротажем (ГК) и электрических каротажем (ЭК) в процессе бурения, т.е. проведения геометрического и литологического слежения (контроля) положения забоя ГС. Сигнальную информацию о смене литологического состава может дать литолого-битуминологический экспресс-анализ шлама.

При исследованиях ГС с зенитными углами ствола скважины более 60 град., когда сила трения приборов о стенку скважины превышает их силу тяжести (естественного движителя приборов), перед геофизической службой возникла совершенно новая технологическая задача - доставка скважинной геофизической аппаратуры к забою ГС и транспортировка ее по стволу.

Технологии доставки приборов к забою скважин

По способу доставки геофизических приборов (сборок) на забой ГС применяют следующие основные технологии:

- Поток промывочной жидкости внутри бурильного инструмента

Стандартные приборы ГИС (обычно сборки модулей радиоактивного каротажа и инклинометрии) опускают на геофизическом кабеле через лубрикатор внутрь бурильной колонны, спущенной на забой скважины, предварительно смонтировав на устье лубрикатор. Под действием собственной массы сборка опускается до участка, зенитные углы наклона которого достигают 50-60°. Затем герметизируют лубрикатор сальниковым устройством и осуществляют дальнейшее продвижение сборки к забою

потоком промывочной жидкости. Геофизические измерения проводят внутри бурильных труб. Полученные данные используют для контроля траектории скважины в процессе бурения и привязки ствола скважины к проектному разрезу. Измерения выполняют сразу после окончания «долбления», но чаще всего для получения полноценных данных инклинометрии в скважину опускают инструмент с немагнитными легкоплавными бурильными трубами.

- В специальном контейнере, размещенном в последней трубе бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб (НКТ);

Геофизические приборы (сборки приборов) доставляют до забоя, размещенные в специальном защитном контейнере с отверстиями, закрепив контейнер на последней трубе бурильного инструмента или НКТ. Для разных методов исследований корпус контейнера может быть выполнен из различных материалов: для радиоактивных методов - из стали или легких бурильных труб (ЛБТ), для инклинометрических измерений - из стеклопластиковых труб или ЛБТ, для электрических - из непроводящего материала на основе стекловолокна или полиэтилена высокого давления.

Недостатки технологии:

- Невозможность реализации необходимого комплекса исследований из-за наличия стеклопластикового контейнера;

- Высокая аварийность работ, связанная с обрывами каротажного кабеля и бурильного инструмента;

- За один спуск - подъем бурильного инструмента производится регистрация геофизических параметров от одного прибора (одного метода);

- Большие затраты времени на производство исследований – в среднем 25 часов на одну операцию, без учета аварийных ситуаций.

- Посредством двигателя на геофизическом кабеле;

Непосредственно над сборкой на кабель нанизывают и закрепляют полиэтиленовые трубки, длина которых равна длине сильнонаклонного и

горизонтального участков, а сверху трубок закрепляют « движитель» расчетной массы - несколько УБТ или НКТ. Под действием « движителя» сборка приборов проталкивается на горизонтальный участок скважины.

- С помощью специального жесткого геофизического кабеля;

Методика рассчитана на применение сборок стандартных приборов.

Ее применяют в наклонных и горизонтальных скважинах с длиной горизонтальной части до 300 м. При большей длине горизонтального участка спуск приборов ведут через бурильные трубы, не дошедшие до забоя на 100-300 м; затем трубы приподнимают на очередные 50-100 м и повторяют исследования и т.д.

Данную технологию рекомендуется использовать для проведения ГИС в боковых горизонтальных стволах.

Недостатки технологии:

-существующие каротажные подъемники позволяют взять на лебедку не более 2000 погонных метров спецкабеля;

-максимальная достигнутая проходимость скважинной аппаратуры по горизонтальному участку ствола составляет 200 метров;

- С помощью колонны специальных труб, содержащих внутри кабельный канал связи;

Технология доставки скважинных приборов с усиленными по прочности кожухами с помощью колонны специальных труб, аналогичных бурильным трубам, применяемым при электробурении, и содержащим внутри кабельный канал связи.

- С помощью автономной аппаратуры, спускаемой на буровом инструменте; Автономный скважинный прибор наворачивается на буровой инструмент и с его помощью доставляется в горизонтальный участок ствола скважины. По истечении заданного времени включается измерительная схема скважинного прибора.

Недостатки технологии:

- ограниченный и не достаточный комплекс исследований геофизическими методами (КС-3 зонда, ПС, ГК, НГК, Инклинометр) продуктивных горизонтов Западной Сибири. В частности, что особенно важно для расчленения терригенных отложений недостаточная информативность метода нейтронного-гамма каротажа, нестандартные размеры зондов электрического каротажа.

- Сложности при эксплуатации автономного прибора: большие габаритные размеры (длина=8м., диаметр=180мм.), большой вес (450кг.), необходимость технических средств для погрузки, перевозки, разгрузки и т.д.

- Ограниченные возможности при исследовании скважин с малым радиусом искривления и диаметром ствола скважины.

- Ограниченное время автономной работы скважинного прибора в процессе регистрации (4-5 часов)

- При проведении спуска бурильного инструмента скважинный прибор находится снизу бурильного инструмента (возможна его поломка)

Рисунок 12- Технологии промыслово- геофизических исследований горизонтальных скважин технологическими комплексами типа «ГОРИЗОНТАЛЬ».

В отечественной практике проведения ГИС в ГС используются две основные технологии:

1. Проведения ГИС автономной аппаратурой, спускаемой на буровом инструменте;
2. Проведение ГИС комплексом стандартных приборов, помещаемых в электрорадиопрозрачный пластиковый контейнер, спускаемый на буровом инструменте.

Специфика технико-технологических средств и методики проведения промыслово-геофизических исследований в ГС. Телеметрические систем

Задача надежного контроля текущих координат забоя ГС в процессе бурения решается путем применения магнитометрических датчиков типа ИМММ-73, ИН1-721 и телеметрических систем.

Забойные телеметрические системы (ЗТС) для измерений в процессе бурения появились с целью получения данных о траектории ствола бурящейся скважины.

По терминологии, существующей за рубежом, их назвали Measurement While Drilling - измерения в процессе бурения (MWD).

Так в составе MWD-системы появились геофизические зонды, сначала естественного гамма - каротажа (ГК), а затем и зонды для измерения электрического сопротивления горных пород (токовый каротаж (ТК), боковой каротаж (БК), акустический каротаж (АК), радиоактивный (РК) и электрический каротаж (ЭК)).

MWD-система - это инклинометр либо в чистом виде, либо с одним (ГК) или двумя геофизическими (ГК+БК) и технологическими датчиками, способными "привязать" ствол к геологической ситуации, а LWD-система - комплекс (инклинометрия + зонды РК, ЭК, АК и др.), способный заменить или сократить до минимума промыслово- геофизические исследования после бурения ГС.

Рисунок 13 -Функциональная схема телесистемы.

Каналы связи, применяемые в забойных телеметрических системах

Основное назначение систем телеизмерений в процессе бурения

скважин заключается в оперативном получении с забоя данных глубинных измерений, используемых для уточнения режима бурения с целью его оптимизации (установления оптимальной частоты вращения долота и осевой нагрузки на долото и др.), определения и корректировки траектории ствола скважины, изучения физических свойств пересекаемых скважиной горных пород.

Рисунок 14- Канал связи

Совокупность технических средств, служащих для передачи сообщений от источника к получателю, образует канал связи. Этими средствами являются передатчик, линия связи и приемник. Канал связи вместе с источником и получателем сообщения образует систему связи.

Линия связи - это среда, используемая для передачи сигналов от передатчика к приемнику. Информация от забоя скважины к поверхности может передаваться с помощью:

- проводных линий связи, встроенных в бурильный инструмент, в том числе токоподводов электробура;
- гидравлических импульсов по промывочной жидкости;
- акустических импульсов по металлу трубы или по промывочной жидкости;
- электромагнитных колебаний.

В качестве альтернативного (на данном этапе) варианта исследований ГС в процессе бурения внедрена в производство методика литологического слежения положения забоя ГС путем проведения привязочных и периодических корректирующих каротажей серийной скважинной аппаратурой с помощью технологических систем.

Привязочный каротаж проводится сокращенным комплексом (РК или ЭК) за 30-40 м до вскрытия проектного горизонта с целью отбивки маркирующего пласта-репера и уточнения траектории ствола скважины.

Корректирующие каротаж (РК+ЭК) проводятся через 50-70 м проходки по заданному объекту с целью точной отбивки его кровли,

положения забойной части ствола ГС относительно литологических границ и предварительной оценки характера насыщения коллектора.

Полный (обязательный) комплекс ПГИ (и контрольный инклинометрический замер) проводится по достижении проектного забоя с целью детального изучения физики вскрытого объекта (пористость, нефтенасыщенность, характер зональных неоднородностей, текстурно-структурные особенности) и его геометрии (мощность, протяженность, углы падения пластов).

Определяющим фактором, обеспечивающим достоверность интерпретации результатов исследований горизонтальных участков, является создание и применение интерпретационной модели пласта-коллектора, учитывающей физические процессы, происходящие в гидродинамической системе "горизонтальный ствол-пласт". Модель должна учитывать то обстоятельство, что материалы ГИС не несут прямой информации о положении кровли и подошвы коллектора и литологическом строении выше и нижезалегающих пород, а, следовательно, исключается интерпретация данных по традиционной схеме.

Оперативное заключение по результатам обработки и интерпретации геофизических данных должно содержать информацию:

- о вертикальной проекции ствола скважины в азимутальной плоскости; горизонтальный участок скважины должен быть показан на фоне положения в разрезе продуктивного пласта, построенного по результатам бурения соседних вертикальных, наклонно направленных и пилотных скважин;

- о толщине пласта с отметками абсолютных глубин его кровли и подошвы;

- о проницаемых и уплотненных прослоях, встреченных на горизонтальном участке, их коллекторских свойствах и насыщенности;

- об эксплуатационной технологичности профиля ствола скважины, наличии резких перегибов ствола в вертикальной плоскости, вероятности образования в процессе эксплуатации газовых и водяных слоев и пробок;

- об интервалах, рекомендуемых для перфорации

Информационное обеспечение

Для создания информационного геофизического обеспечения массового бурения ГС и РГС необходим системный подход, учитывающий все особенности, возникающие при разработке ГС и РГС.

Система информационного геофизического обеспечения ГС и РГС составными элементами которой являются:

1. Проект куста (кустов) ГС и ННС, составленный на основе предварительного проведения ВСП или сейсмоакустического просвечивания по специальной сетке с охватом всего участка, где проектируется бурение ГС.

2. Забойная телеметрическая система с навигационными геофизическими зондами, обеспечивающими пеленгацию границ пласта (кровля - подошва) и границ раздела флюида (ГНК, ВНК) относительно траектории скважины с целью ее оперативной корректировки.

3. Автономный сбросовый многоточечный (непрерывный) инклинометр для контроля работы траекторией системы ЗТС в процессе проведения подъема бурового инструмента.

4. Автономный аппаратурно-методический комплекс (АМАК) для промежуточных и окончательных каротажей открытого ствола ГС на буровом инструменте, обеспечивающий быстрое безаварийное проведение работ с обеспечением комплекса исследований, необходимого и достаточного для корректировки траектории ствола скважины и выдачи окончательного заключения по скважине с определением основных геофизических параметров.

5. Автономный аппаратурно-методический комплекс для реализации технологии «каротаж - испытание - каротаж» на буровом инструменте с

получением комплексной геофизической и гидродинамической информации (со снятием КВД в различных интервалах), достаточной для выдачи комплексного заключения.

6. Компьютеризированная станция ГТИ, оснащенная набором датчиков, ПО и технологий, достаточных для решения изложенных выше функциональных задач ГТИ, включая контроль процесса цементирования, работу с автономными сбросовыми инклинометрами, ЗТС и АМАК.

7. Комплекс скважинной аппаратуры нового поколения для контроля за освоением и работой действующих ГС со средствами ее доставки на забой скважины.

8. Мощное современное программное обеспечение для комплексной интерпретации геофизической, гидродинамической и геолого-технологической информации в сопоставлении ее с информацией ВСП, необходимой для уточнения по геологическому строению объекта разработки, и создания баз данных по месторождениям, разрабатываемым с применением ГС и РГС.

9. Надежная спутниковая связь между участниками Проекта.
Создание системы информационного геофизического обеспечения

ГС и РГС потребует усилий целого ряда специализированных научно-исследовательских коллективов серьезные временные и материальные затраты, однако альтернативы этому не существует, т.к. без создания и внедрения подобной системы добиться высокой эффективности разработки месторождений с применением ГС и РГС невозможно.

Информативность промыслово- геофизических исследований проведенных серийной аппаратурой в условиях ГС

В условиях ГС (в сравнении с ВС) меняется значимость и информативность отдельных методов. Результаты инклинометрических измерений необходимы практически на всех этапах анализа и интерпретации материалов ПГИ.

Методы ЭК (ПЗ, БК, ГЗ) не несут однозначной информации о границах пластов, пересеченных ГС, т.к. вследствие достаточной их глубинности влияние пласта на показания методов начинается еще до встречи его границ (кровли или подошвы) со стволом ГС, что вызывает «размывание» граничного эффекта. Степень «размыва» зависит от многих факторов: угла встречи ствола скважины и границ пласта, сопротивления пластов, вертикальной и радиальной характеристик зондов и т.п.

В условиях ГС наиболее приоритетными при определении границ пластов и уточнении литологических особенностей объекта являются радиоактивные методы в силу их малой глубинности и отсутствия влияния на их показания структуры и текстуры горных пород.

Применение метода БКЗ для определения удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов в условиях ГС из-за резкой радиальной анизотропии нецелесообразно вследствие невозможности учета всего спектра искажающих факторов и мультипликативного характера их влияния на показания каждого из зондов БКЗ.

Комплекс БК – ИК в условиях ГС является наиболее эффективным при определении пластов-коллекторов или близких к ним значений, т.е. при оценке характера их нефтеводонасыщенности. При этом характер влияния вмещающих пород и зоны проникновения (ее геометрии) на показаниях БК и ИК в горизонтальных скважинах радикально отличается от условий вертикальных скважин.

Анализ физических основ методов волнового каротажа проводимости (ВКП), электромагнитного каротажа (ЭМК) и фактических материалов исследований в вертикальных скважинах показывает, что исследования ГС комплексом зондов ВКП и ЭМК могут быть более эффективными, чем комплекс БК-ИК.

Список использованных источников

1. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие /А.В.Ежова; Томский политехнический университет 3-е изд. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 29 с.
2. Геофизическое исследование скважин и интерпретация данных ГИС: учебное пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков; Издательство Пермского государственного технического университета 2007.
3. Геофизические методы изучения геологопромысловых характеристик продуктивных пластов: Методическое пособие к практическим занятиям по промысловой геологии / Ю. П. Балабанов, И. П. Зинатуллина Казань 2016.
4. РД 153-39.0-072-01 от 7 мая 2001 г. №134 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001.
5. Методические указания по выполнению практических работ для студентов специальности «Геофизические методы и поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» / Т. Г. Динер Нижняя Тура 2017.
6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
7. Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об охране окружающей среды».
8. «Закон об охране труда в Томской области» №83-ОЗ от 9.07.2003.
9. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. –М.:1999. – 67 с.
10. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. – 2001.
11. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.

12. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – 2008.
13. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России. 2001. – 20 с.
- 14 СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. – 2016.
15. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Общие требования безопасности. – 1984.
16. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защиты. М.: Стандартформ. 2006.
17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.