

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по теме:

«Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2D прошлых лет в пределах лицензионных участков Красногорский и Троицкое месторождение. Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений»

1. ОСНОВАНИЕ ВЫДАЧИ ЗАДАНИЯ

- Лицензия ОРБ 15842 НЭ на право пользования участком недр Троицкое месторождение, расположенном на территории Оренбургской области, выдана ООО «Директ Нефть».
- Лицензия ОРБ 16638 НЭ на право пользования участком недр Красногорский, расположенном на территории Оренбургской области, выдана ООО «Директ Нефть».
- Проектная документация на разведку Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений.
- Проектная документация на пробную эксплуатацию Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений.
- Программа геологоразведочных работ ООО «Директ Нефть» в период 2025-2029 гг.

2. ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТ

2.1. Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2D прошлых лет

Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных (информационной системы) для обработки и аналитической интерпретации геолого-геофизических данных, полученных в результате сейсмических исследований МОГТ-3D и МОГТ-2D на территории лицензионных участков Красногорского и Троицкого месторождений. Создание единой цифровой геолого-геофизической модели, обеспечивающей комплексную интеграцию всех имеющихся данных (сейсмика, ГИС, керн, результаты бурения и др.) для решения следующих задач:

1. Автоматизированное структурно-тектоническое районирование по стратиграфическим комплексам осадочного чехла.
2. Выявление и пространственная классификация потенциальных ловушек углеводородов с использованием алгоритмов распознавания геологических объектов.
3. Уточнение геометрии и параметров открытых залежей углеводородов.
4. Прогноз перспективных зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами на базе анализа цифровых признаков доманиковых отложений (интервал D3fr2-3 + D3fm).
5. Поддержка принятия решений для позиционирования эксплуатационных и разведочных скважин с применением моделей машинного обучения и сценарного анализа.

2.2. Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

2.2.1. Детализация геологического строения средне-верхнефранских и фаменских доманикоидов Троицкого и Красногорского месторождений с локализацией продуктивных интервалов

Детализация строения интервалов разреза средне-верхнефранских и фаменских доманикоидов для определения и обоснования оптимальных для проводки горизонтальных стволов скважин участков внутри продуктивных пластов с целью повышения нефтеотдачи и эффективности бурения при эксплуатации Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений.

2.2.2. Проекты пробной эксплуатации Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

Составление на основе анализа и обобщения всей имеющейся геолого-геофизической информации ПТД: «Проект пробной эксплуатации Красногорского нефтяного месторождения Оренбургской области» и «Проект пробной эксплуатации Троицкого нефтяного месторождения Оренбургской области» с защитой в ЦКР Роснедр по УВС по состоянию на 01.01.2025, включая:

1. Обобщение всего имеющегося фактического материала. Учёт результатов проведения сейсморазведочных работ на территории лицензионных участков Троицкое и Красногорское месторождения.
2. Создание цифровой информационной геолого-геофизической базы данных, содержащей следующую информацию: характеристика и результаты бурения скважин, промыслово-геофизические исследования, эксплуатационные и гидродинамические данные, результаты исследований керна и проб флюида, информацию о проведенных ГРП.
3. Подготовка проектных решений и технологических показателей разработки с учетом текущего представления о геологическом строении и запасах, обоснование КИН.
4. Создание геолого-экономической модели освоения продуктивных отложений Троицкого и Красногорского нефтяных месторождений.
5. Формирование программы доразведки Троицкого и Красногорского месторождений в период 2025-2029 гг. для подготовки к переводу в промышленную разработку в соответствии с условиями пользования недрами.
6. Сопровождение экспертизы ПТД: «Проект пробной эксплуатации Троицкого нефтяного месторождения Оренбургской области» и «Проект пробной эксплуатации Красногорского нефтяного месторождения Оренбургской области». Защита отчетов в ФБУ «ГКЗ» и ЦКР Роснедр по УВС.

3. ПРОСТРАНСТВЕННЫЕ ГРАНИЦЫ ОБЪЕКТА

В административном отношении Красногорский лицензионный участок и Троицкое месторождение расположены на территории Асекеевского, Бузулукского и Грачевского районов Оренбургской области, в пределах топографических листов (масштаб 1:200 000) с номенклатурой N-39-XXIX и N-39-XXX или N-39-106, N-39-107 и N- 39-118 масштаба 1:100 000.

Координаты угловых точек лицензионного участка Троицкое месторождение:

№ точки	Северная широта (ГСК-2011)			Восточная долгота (ГСК-2011)		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	53	04	19,85	52	32	8,82
2	53	10	24,85	52	32	8,81
3	53	05	0,87	52	58	7,86
4	53	05	0,88	53	05	19,87
5	53	03	30,87	53	03	24,87
6	52	58	54,86	52	51	36,86
7	53	01	6,86	52	47	48,85

Координаты угловых точек Красногорского лицензионного участка:

№ точки	Северная широта (ГСК-2011)			Восточная долгота (ГСК-2011)		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	53	10	24,854	52	32	08,809
2	53	14	30,861	52	34	54,803
3	53	14	30,873	52	47	54,822
4	53	14	15,874	52	50	14,826
5	53	13	48,885	53	03	05,846
6	53	10	38,883	53	05	27,857
7	53	05	31,869	52	55	41,855

Общий объем исследований МОГТ-3D составляет 832 кв.км (с учетом перекрытия работ разных лет), в том числе 333 кв.км выполнено в полевом сезоне 2023-2024, 499 кв.км – в сезоне 2024-2025. Объем исследований МОГТ-2Д прошлых лет составляет 1628 пог.км.

4. ОСНОВНЫЕ ОЦЕНОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ТРЕБОВАНИЯ

4.1. Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2D прошлых лет

- Соответствие действующим нормативным правовым актам, приказам и распоряжениям Федерального агентства по недропользованию и МПР России, утвержденной проектной документации, инструкции по сейсморазведке.
- Масштаб съемки – 1:25 000.
- Масштаб результативных карт – 1:25 000.
- Масштаб временных разрезов: горизонтальный – 1:25 000, вертикальный – 1 см:50 м.
- Масштаб глубинных разрезов: горизонтальный – 1:25 000, вертикальный – 1 см:50 м.
- Длина сейсмической записи 8 с, шаг дискретизации 1 мс.

Вертикальный и горизонтальный масштабы предоставляемых данных могут быть уточнены Заказчиком.

4.2. Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

4.2.1. Детализация геологического строения средне-верхнефранских и фаменских доманикоидов Троицкого и Красногорского месторождений с локализацией продуктивных интервалов

После окончания работ составляется отчет, выполненный в соответствии с требованиями к представлению результатов научно-исследовательских работ, принятыми в нефтяной отрасли ГОСТ Р 53579-2009. Отчет предоставляется в ООО «Директ Нефть» в цифровом виде на электронном носителе. Рассмотрение и защита окончательного отчета проходит на НТС Заказчика, после устранения замечаний оформляется протокол защиты с передачей всей обобщенной, оцифрованной информацией и данными.

4.2.2. Проекты пробной эксплуатации Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

Содержание и оформление отчетной документации должно отвечать требованиям ФБУ «ГКЗ» и ЦКР Роснедр по УВС, а также соответствовать актуальным нормативным документам:

1. Закон РФ от 21.02.1992 №2395-1 «О недрах» (в актуальной редакции).
2. Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в актуальной редакции).
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 06.08.2020 № 1192.
4. Правила разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356 с изм. от 20.09.2019 (приказ Минприроды России от 20.09.2019 №638) и с изм. от 19.06.2020 (приказ Минприроды России от 19.06.2020 №368).
5. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639 с изм. от 06.10.2020 (приказ Минприроды России от 06.10.2020 №772).
6. Постановление Правительства РФ от 03.11.2021 № 2127 «О порядке подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».
7. Приказ Роснедр от 21.04.2016 №301 «Об организации рассмотрения и согласования технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья и иной проектной документации, согласование которых осуществляется комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию» (вместе с «Положением о Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья и иной проектной документации Федерального агентства по недропользованию»).
8. Постановление Правительства РФ от 01.03.2023 №335 «Правила проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, определения размера и порядка взимания платы за ее проведение».

9. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 28.12.2015 №564 «Требования к составу представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов».

10. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 №477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».

При изменении требований нормативно-правовой документации в итоговые отчеты должны быть внесены соответствующие согласованные с Заказчиком корректировки.

В проектах пробной эксплуатации обосновать:

- прогноз технологических показателей разработки на полное развитие;
- технико-экономическое обоснование технологических показателей разработки;
- вариант разработки месторождений и расстановки эксплуатационного фонда скважин;
- мероприятия, направленные на повышение степени извлечения и интенсификации добычи УВС;
- оптимальный комплекс исследовательских работ по контролю за разработкой месторождений и доизучению;
- комплекс исследовательских работ в рамках пробной эксплуатации пластов в планируемых разведочных скважинах;
- программу ГТМ.

Экономическую оценку пробной эксплуатации месторождений провести в соответствии с методикой оценки технологических вариантов разработки месторождений УВС с учетом результатов финансово-хозяйственной деятельности недропользователя за 2024-2025 гг.

5. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2D прошлых лет

- Полевые сейсмические записи МОГТ-3D сезона 2024-2025 площадью 499 кв.км.
- Результаты обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D сезона 2023-2024 площадью 333 кв.км.
- Имеющиеся сейсмические база данных МОГТ-2D прошлых лет в объеме 1628 пог.км (временные разрезы в формате SEG-Y, данные пикировки ОГ, в т.ч. результаты оцифровки изображений, карты изохрон и структурные карты по материалам интерпретации МОГТ-2D по предыдущим работам).
- Информация по поисково-разведочным скважинам, расположенным на участке работ (координаты, альтитуды, кривые ГИС, отметки, инклинометрия и т.д.).
- Информация по структурным скважинам, расположенным на участке работ (координаты, альтитуды, отметки, кривые ГИС, при наличии).
- Результаты ВСП по скважинам расположенным в пределах съемки МОГТ-3D и расположенным на сопредельных ЛУ.
- Дополнительная геолого-геофизическая информация по согласованию.

5.2. Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

5.2.1. Детализация геологического строения средне-верхнефранских и фаменских доманикоидов Троицкого и Красногорского месторождений с локализацией продуктивных интервалов

- Данные по скважинам: координаты, альтитуды, инклинометрия, ГИС, результаты испытаний и промысловые данные, конструкция скважин.
- Результаты выполненных ранее НИР, лабораторных исследований керна и шлама.
- Результаты проведения сейсморазведочных работ.

5.2.2. Проекты пробной эксплуатации Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

- Результаты выполненных в границах лицензионного участка Троицкое месторождение сейсморазведочных работ.

- Сведения по отбору и выносу керна из скважин, пробуренных на месторождении.
- Результаты полевых и лабораторных исследований керна.
- Материалы выполненных петрофизических исследований керна, в том числе результаты специальных исследований керна на относительную фазовую проницаемость и сжимаемость пород, коэффициентов проницаемости и пористости, остаточные водонасыщенность, нефтенасыщенность, газонасыщенность, водоудерживающую способность, капиллярные исследования, результаты исследований геохимических данных керна.
- Результаты испытаний скважин в открытом стволе и колонне с данными промыслово-геофизических, гидродинамических исследований (акты испытаний, сводные результаты в табличном виде).
- Данные об отборе глубинных и поверхностных проб нефти, растворенного в нефти газа, воды и результаты лабораторных исследований пластовых флюидов.
- Данные о гидрогеологии района и гидрогеологических исследованиях на территории месторождений.
- Лицензия на право пользования участками недр.
- Отчеты по подсчету запасов УВС и результаты экспертиз (Протоколы ФБУ «ГКЗ»).
- Отчетные балансы запасов углеводородов на 01.01.2025 (форма 6-гр).
- Проектные технологические документы на разработку месторождения (Протоколы ЦКР Роснедр по УВС).
- Результаты геофизических и промысловых исследований скважин и пластов.
- Результаты бурения разведочных, поисковых и эксплуатационных скважин.
- Результаты испытаний разведочных, поисковых и эксплуатационных скважин.
- Сведения об истории эксплуатации добывающих скважин с начала разработки месторождения.
- Результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.
- Результаты лабораторных и промысловых исследований различных технологий воздействия на пласты (в случае наличия).
- Результаты маркшейдерско-геодезических работ.
- Материалы по экологическому мониторингу компонентов природной среды и экологическому сопровождению добычи УВ сырья.
- Материалы по действующей (планируемой) системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.

Исходная геолого-геофизическая информация передается Исполнителю на условиях конфиденциальности.

6. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, МЕТОДЫ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РЕШЕНИЯ

6.1. Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2D прошлых лет

- Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D и данных МОГТ-2D прошлых лет.
- Подготовка двух отдельных отчетов по лицензионным участкам Красногорский и Троицкое месторождение по результатам базовой обработки и интерпретации сейсмических данных МОГТ-3D полевого сезона 2024-2025, сдача отчетов фонды геологической информации (ЕФГИ) и Заказчику.
- Выполнение процедур специальной обработки и интерпретации сейсмических данных с объединением кубов МОГТ-3D сезонов 2023-2024 и 2024-2025. Подготовка по результатам работ единого отчета по лицензионным участкам Красногорский и Троицкое месторождение, передача Заказчику.
- Детальное изучение геологического строения осадочного чехла по ОГ [Гх(P2gd), Кл(P2kl), Кн(P1k), В(C2vr), Б(C2b), Тр(C1tr), У(C1bb), Т(C1t), Дфм(D3fm), Дфр(D3f), Д(D3tm), Двб(D2vb), Даф(D2af), Дкв(D2kv), А(AR)], а также по нефтегазоперспективным пластам: Кл (калиновская свита), У1-У2 (уфимский ярус), Р1-Р5 (кунгурский и артинский ярусы), А0 (каширский горизонт), А1-А3 (верейский горизонт), А4-А6 (башкирский ярус), О1-О6 (окский надгоризонт), Б0 (тульский горизонт), Б2-Б3 (бобриковский горизонт), С2-С4 (радаевский и косьвинский горизонты), Т1-Т3 (турнейский ярус), Д0, Д1 (пашийский горизонт), Д3 (ардатовский горизонт), Д4 (воробьевский горизонт), Д5-6 (бийско-афонинские отложения), Д7 (койвенский горизонт), а также по «доманикоидным» отложениям среднефранско-фаменского возраста – пласты Д3f

(доманиковые), D3fm (доманиковые). Перечень ОГ и пластов должен быть уточнен и согласован с Заказчиком.

- Выделение и прослеживание границ сейсмоседиментационных комплексов (опорных ОГ).
- Построение схем корреляции разрезов скважин.
- Изучение структурно-тектонического строения территории. Трассирование зон разрывных нарушений с привлечением данных динамических атрибутов сейсмической записи.
- Уточнение и детализация структурного плана по опорным сейсмическим границам, кровле и подошве нефтегазоперспективных пластов, а также перспективным объектам неструктурного типа (врезам, линзам, биогермным постройкам, клиноформам и т.д.). Перечень может быть уточнен по согласованию с Заказчиком после получения окончательного куба сейсмических данных.
- Проведение палеотектонического анализа на основе карт интервальных толщин.
- Оконтуривание и оценка ресурсной базы по перспективным структурным и неструктурным объектам. Оценка шанса геологического успеха по выделенным объектам.
- Качественный и количественный прогноз площадного распространения ФЕС целевых перспективных пластов-коллекторов на основе динамического анализа (подходы, атрибуты и прогнозируемые параметры должны быть уточнены по согласованию с Заказчиком).
- Подготовка перспективных объектов к бурению.

6.1.1. Задачи этапа цифровой обработки сейсмических данных, последовательность и основные методы их решения:

Цифровая обработка сейсмических данных МОГТ-3D проводится с целью получения куба данных с шагом дискретизации 2 мс с применением поверхностно-согласованных процедур с сохранением соотношения истинных амплитуд, обеспечивающих детальное сейсмическое изображение отражений, приуроченных к основным нефтеперспективным горизонтам, а также обеспечивающего решение поставленных геологических задач.

Граф обработки сейсмических данных:

Предварительная обработка:

1. Создание геолого-геофизической базы цифровых данных.
2. Корректировка SPS-файлов (при необходимости).
3. Загрузка сейсмических данных МОГТ-3D в обрабатывающую систему.
4. Интерактивный контроль присвоения геометрии и исправление ошибок.
5. Бинирование по OCT.
6. Построение карт основных геометрических атрибутов съемки.
7. Построение карт количественной оценки качества.
8. Редакция трасс, выявление мертвых каналов, трасс обратной полярности.
9. Отбраковка Ф.Н.
10. Получение первичного куба (Brute Stack).

Кинематическая обработка:

1. Подготовка сейсмических данных к кинематической обработке
 - 1.1. Ввод поправки за сферическое расхождение;
 - 1.2. Подавление промышленных помех и случайных высокоамплитудных шумов в сортировке ОПВ;
 - 1.3. АРУ, потрассная деконволюция, полосовая фильтрация;
 - 1.4. Подавление регулярных помех.
2. Расчет априорных статических поправок с использованием информации о рельефе и параметрах возбуждения. Обоснование выбора уровня приведения и скорости замещения.
3. Построение модели ВЧР по первым вступлениям (линейная/томографическая инверсия), расчёт статических поправок до плавающей линии приведения.
4. Анализ скоростей суммирования по сетке 4x4 км.
5. Выбор оптимального варианта статических поправок «за рельеф» или «по преломленным волнам».
6. Поверхностно-согласованная коррекция остаточных статических поправок. Анализ скоростей суммирования по сетке 2x2 км. Контрольные суммирования в процессе итераций.
7. Учет влияния длиннопериодных аномалий ВЧР по сейсмическим данным и ГИС:
 - 7.1. Оценка необходимости выполнения дополнительного учета ВЧР от ВОГ. Корреляция опорных горизонтов. Оценка зависимостей Т/Н в точках скважин. Анализ скважинной привязки.

Сопоставление выявленных аномалий с картографическими данными для оценки их приуроченности к поверхностным условиям.

7.2. Расчет горизонтальных спектров скоростей, построение карт Vogt.

7.3. Выбор оптимального способа устранения скоростных аномалий (сглаживание карты скоростей ВОГ / расчет структурной поверхности ВОГ, оценка зависимости скорость-глубина).

7.4. Расчет длиннопериодных статических поправок, разделение по ПВ и ПП, ввод поправок в сейсмограммы.

7.5. Уточнение короткопериодных статических поправок и скоростей суммирования.

7.6. Оценка качества дополнительного учета ВЧР: построение кросс-плотов время-глубина в точках скважин по целевым ОГ, оценка привязки, оценка зависимости карт изохрон с рельефом.

8. Коррекция статических поправок после учета длиннопериодных аномалий.

9. Анализ скоростей суммирования по сетке 1х1км.

10. Суммирование.

11. Миграция после суммирования

На этапе кинематической обработки цифровых данных процедуры коррекции статических и кинематических поправок выполняются итеративно до достижения наилучшего суммирования и восстановления волновой картины куба.

Динамическая обработка:

1. Ввод поправки за сферическое расхождение, полосовая фильтрация, ввод накопленных статических поправок.

2. Подавление промышленных помех, случайных высокоамплитудных шумов, поверхностных волн и линейных помех в отдельных частотных диапазонах в сортировках ОПВ/ОПП или кросс-спред.

3. Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд.

4. Приведение формы сигнала к минимально-фазовому виду.

5. Q-компенсация (при необходимости).

6. Тестирование, выбор алгоритма и параметров деконволюции.

7. Поверхностно-согласованная минимально-фазовая деконволюция.

8. Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд.

9. Подавление случайных шумов и регулярных волн помех после деконволюции в сортировках ОПВ/ОПП, кросс-спред.

10. Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд.

11. Подавление остаточных случайных и когерентных шумов в сортировке ОСТ.

12. Поверхностно-согласованная коррекция остаточных статических поправок.

13. Ослабление кратных волн при помощи высокоразрешающего преобразования Радона (выполняется по результатам тестирования).

14. Анализ скоростей суммирования.

15. Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд. При необходимости коррекция амплитуд выполняется в нескольких частотных диапазонах.

16. Суммирование.

17. Миграция после суммирования.

Глубинная миграция до суммирования:

1. Загрузка и анализ скважинной цифровой базы данных (данных ГИС, ВСП, отбивок по опорным отражающим горизонтам).

2. Выбор и корреляция основных опорных отражающих горизонтов.

3. Построение исходной изотропной интервальной глубинно-скоростной модели (ГСМ).

4. Включение в начальные ГСМ скоростной модели ВЧР, полученной с помощью томографии по первым вступлениям (опционально, в случае получения качественной ГСМ ВЧР на этапе кинематической обработки, и положительных результатов тестирования).

5. Итерационное уточнение изотропной ГСМ.

6. 3D глубинная миграция до суммирования с использованием окончательной изотропной ГСМ.

7. Уточнение корреляции и привязки по основным опорным горизонтам.

8. Тестирование параметров миграции (апертуры, частоты, мьютинга, анти-аляйсингового фильтра).

9. 3D глубинная миграция Кирхгоффа до суммирования по всему объему данных с финальной ГСМ.

10. Расчёт и применение к сейсмограммам остаточных кинематических сдвигов.

11. Миграция ES360 с уточненной финальной скоростной моделью с получением угловых

дирекционных сейсмограмм.

12. Подавление, на основе кинематических характеристик, зеркальной компоненты по дирекционным угловым сейсмограммам и получение куба энергии дифрагированных волн (куба энергии рассеянной компоненты).

13. Миграция ES360 с формированием полно-азимутальных рефлекссионных сейсмограмм.

14. Постмиграционная обработка полно-азимутальных рефлекссионных сейсмограмм (подавление остаточных кратных волн с использованием высокоразрешающего преобразования Радона, ослабление остаточных помех (при необходимости)).

15. Азимутально-зависимый анализ остаточной кинематики по полно-азимутальным рефлекссионным сейсмограммам с формированием следующих атрибутов: Alpha2 – параметр, характеризующий остаточную кинематическую поправку в зависимости от угла падения/отражения и вне зависимости от азимута; Anisotropic Slow Azimuth – куб ориентации оси симметрии, определяющий направление медленной скорости; Delta2 – параметр, характеризующий разницу между медленной и быстрой скоростью для каждой глубинной точки.

16. Ввод азимутально-зависимой остаточной кинематики в сейсмограммы.

17. Коррекция остаточных фазовых сдвигов.

18. Азимутально-зависимый анализ амплитуд AVAZ и формирование следующих атрибутов: HTI Azimuth – направление HTI оси, Anisotropic Gradient (Анизотропный градиент) – разница динамических градиентов вдоль и поперек оси симметрии и Anisotropic Intensity (Интенсивность анизотропии) – отношение огибающих анизотропного градиента к изотропному.

19. Уточнение финального мьютинга и суммирование.

20. Пересчет кубов во временную область.

21. Обработка суммарных кубов: полосовая фильтрация, амплитудная нормировка, удаление «фут-принтов» по временным срезам, улучшение отношения сигнал/шум (FK-фильтрация, FX-деконволюция, когерентная фильтрация, нуль-фазовая деконволюция, остаточная амплитудная коррекция).

22. Пересчет обработанных мигрированных сейсмограмм и кубов в глубинную область.

23. Подготовка и передача угловых сумм.

Работы по цифровой обработке сейсмических данных выполняются с шагом дискретизации равным 2мс. Последовательность и состав процедур обработки, а также порядок тестирования параметров отдельных процедур, уточняется исходя из качества исходных данных и задач обработки. Оптимальность подбора параметров процедур обработки и их последовательность обеспечивается интерпретационным сопровождением обработки (ИСО), выполняемым силами Исполнителя. Граф обработки может быть скорректирован при наличии обоснования. Решения о корректировке графа обработки принимаются на рабочем совещании с Заказчиком.

6.1.2. Задачи этапа комплексной интерпретации цифровых сейсмических данных с результатами глубокого бурения (данные ГИС, исследования керна, результаты испытания пластов в скважине и др.):

1. Предварительная интерпретация КСД после временной миграции по суммарным данным, подготовка отчетов с результатами для сдачи в геологические фонды (ЕФГИ).

2. Объединение куба сейсмических цифровых данных сезона 2023-2024 с кубом сейсмических цифровых данных сезона 2024-2025 (увязка частотных, фазовых, амплитудных характеристик волнового поля).

3. Создание и анализ базы данных геолого-геофизической и промысловой информации, включающей данные ГИС, данные инклинометрии, результаты лабораторных исследований керна, результаты опробований и испытаний. Анализ комплекса ГИС и оценка качества данных ГИС. Отбраковка каротажа неудовлетворительного качества.

4. Обработка или переобработка (при необходимости) инклинометрии (результат выполненных работ: файлы - XSLX, DIV, TXT, INK).

5. Сшивки и увязки исходных кривых ГИС.

6. Анализ наличия скважин с замерами акустического и плотностного каротажей на площади работ. Оценка качества исходных замеров акустического и плотностного каротажей, выбор опорных скважин. Анализ необходимости нормализации значений АК и ГГКп. Коррекция исходных замеров АК и ГГКп.

7. Межскважинная корреляция ГИС (построение корреляционных схем по всему интервалу изучаемого разреза в целом или по отдельным интервалам по согласованию с Заказчиком).

8. Контроль/оценка качества сейсмических данных по результатам цифровой обработки

сейсмических данных, выбор и обоснование выбора куба данных, принимаемого в окончательную структурную интерпретацию.

9. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов. Оценка АЧХ и импульса при привязке. Определение необходимости фазового поворота и при необходимости ввод фазовой поправки в сейсмические данные.

10. Корреляция опорных и целевых сейсмических отражений, соответствующих сейсмическим реперам по данным сейсморазведки.

11. Выделение и трассирование тектонических нарушений с учетом региональных представлений о тектоническом строении.

12. Создание обоснованной глубинно-скоростной цифровой модели для структурных построений по ОГ. Сравнение методик структурных построений и выбор оптимальной методики структурных построений.

13. Построение карт изохрон, изогипс, скоростей, структурных карт по реперным горизонтам. Контроль качества структурных построений.

14. Оценка точности структурных построений.

15. Получение карт толщин между соседними опорными горизонтами.

16. Построение карты совмещенных контуров поднятий по последней замкнутой изогипсе структурных карт по ОГ и по кровлям целевых перспективных пластов.

17. Построение карты совмещенных контуров границ залежей.

18. Проведение палеотектонического анализа (описание истории осадконакопления в широких окнах) по изобахическому треугольнику.

19. Проведение сейсмофациального анализа пластов на качественном уровне (в поддержку уточнения зон фациальных изменений), при условии пригодности полученных сейсмических данных для сейсмофациального анализа.

20. Выполнение детерминистической акустической и синхронной инверсии. При проведении синхронной инверсии при необходимости выполняется дообработка сейсмических данных (трим-статика, радон преобразование, мьютинг и т.д.). Дальнейшие процедуры инверсии включают: выбор диапазонов углов и расчет угловых сумм, расчет осредненного импульса (для синхронной инверсии отдельные импульсы для каждой из угловых сумм), расчет фоновой модели по скважинным данным, подбор параметров инверсии (количество итераций, уровень pre-whitening и т.д.) с учетом качества восстановления упругих параметров и сам расчет полей упругих свойств.

21. Анализ влияния литологии, пористости и насыщения пород на акустический импеданс. Обоснование количественного прогноза петрофизических характеристик пород по сейсмическим цифровым данным на основе исследования возможности разделения влияния указанных характеристик пород на значения упругих параметров (импеданс, плотность) в полосе частот ГИС и в сейсмическом диапазоне частот.

22. Проведение динамического анализа с учетом всех полученных ранее данных (результаты инверсии, нейросетевого анализа и др.), а также атрибутов сейсмической записи на качественном и количественном уровнях. Выделение зон замещения/выклинивания пластов, разуплотнения/повышенной трещиноватости, определение зон улучшенных и ухудшенных свойств при условии пригодности полученных сейсмических данных для динамического анализа. Построение карт прогнозных параметров.

23. Проведение исследований с применением расширенного комплекса методик, основанных на кинематических и динамических критериях выделения разломов по сейсмическому кубу 3D для всего интервала записи и зон трещиноватости в интервале девонских доманиковых отложений с использованием кубов азимутальных атрибутов AVAZ и рассеянной компоненты DI.

24. Построение фациальных схем по результатам комплексирования скважинных данных (керн и РИГИС), результатов сейсмофациального анализа, инверсии и анализа динамических атрибутов.

25. Построение карты рисков, включающих нанесение зон пропусков, областей развития скоростных аномалий и тектонических нарушений.

26. Рекомендации по дальнейшим направлениям геологоразведочных работ на ЛУ, ранжирование предлагаемых скважин по перспективности, оценка сейсмических рисков.

27. Построение сейсмогеологических профилей через перспективные объекты и рекомендованные скважины.

28. Оценка ресурсов объемным методом по методологии, согласованной с Заказчиком, и сейсмических рисков (подготовка «светофора» сейсмических рисков) по выделенным перспективным объектам.

29. Оценка величины шанса геологического успеха по каждому оконтуренному объекту и интегрального шанса успеха для каждого многопластового поднятия. Оценка геологических ресурсов с учетом шанса геологического успеха.

30. Подготовка паспортов (дополнений) нефтеперспективных объектов.

6.2. Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

6.2.1. Детализация геологического строения средне-верхнефранских и фаменских доманикоидов Троицкого и Красногорского месторождений с локализацией продуктивных интервалов

Задачи:

1. Изучение бурового шлама из интервалов доманикоидов в бескерновых интервалах скважин для анализа вещественного состава по всему целевому разрезу.
2. Изучение керна и шлама, отобранных в едином интервале для разработки методических приемов изучения бурового шлама с калибровкой свойств, получаемых по шламу на керновые данные.
3. Ревизия проведенных ранее лабораторных исследований керна, проведение дополнительных калибровочных исследований керна с учетом новых сведений, получаемых по шламу. Комплексное изучение керна и бурового шлама с опорой на все имеющиеся результаты лабораторных исследований.
4. Детализация строения толщи доманикоидов в средне-верхнефранском и фаменском ярусах, выявление пропущенных типов пород и определение их свойств с построением детальных корреляций с опорой на комплекс результатов исследований вещества и возраста;
5. Формирование рекомендаций по оптимальному расположению горизонтальных стволов скважин в разрезе средне-верхнефранских и фаменских доманикоидов.

Методы и последовательность выполнения задач:

1. Сбор и систематизация представленной Заказчиком информации:
 - 1.1. Данные по скважинам: координаты, альтитуды, инклинометрия, ГИС, результаты испытаний и промысловые данные, конструкция скважин;
 - 1.2. Результаты выполненных ранее НИР и лабораторных исследований керна;
 - 1.3. Результаты проведения сейсморазведочных работ;
 - 1.4. Создание цифровой информационной геолого-геофизической базы данных;
2. Геолого-геохимические исследования керна и бурового шлама:
 - 2.1. Выезд в кернохранилище в г. Тюмень для работы с керном и буровым шламом;
 - 2.2. Специализированное комплексное седиментолого-литогеохимическое исследование керна двух скважин (№ 172 Троицкого и № 76 Красногорского месторождений):
 - 2.2.1. Детальная послойная комплексная характеристика пород с описанием текстурных, структурных, минеральных, палеонтологических характеристик, ориентированная на особенности доманикоидов, фиксацией наличия и характера трещиноватости, выявлением интервалов пород с повышенной хрупкостью, с признаками вторичных изменений, с наличием свободных углеводородов, с анализом включений (минеральных и макрофаунистических), с выделением надежных реперов и особо тонких маркирующих горизонтов для расчленения и детального сопоставления разрезов;
 - 2.2.2. Детальное фотодокументирование особенностей разреза с привязкой по глубине;
 - 2.2.3. Профильное определение химического состава пород портативным рентгенофлуоресцентным (XRF) анализатором, настроенным для работы с горными породами с обязательным определением содержаний Mg, Al, Si, P, S, Cl, K, Ca, Ti, V, Cr, Mn, Fe, Ni, Cu, Zn, As, Se, Rb, Sr, Y, Zr, Mo, Ba, Pb, Th, U, шаг определений 10-20 см;
 - 2.2.4. Построение сводных предварительных геолого-геофизических планшетов в масштабе 1:25;
 - 2.3. Приемка и отправка проб бурового шлама на территорию Исполнителя для очистки от бурового раствора и дальнейших исследований;
 - 2.4. Очистка проб бурового шлама от бурового раствора на углеводородной основе. Разработка методики подготовки бурового шлама к исследованиям;
 - 2.5. Описание проб и определение их химического состава портативным XRF анализатором;
3. Обобщение и комплексный анализ предыдущих и текущих результатов исследований керна:
 - 3.1. Построение сводных графических планшетов с результатами исследований;
 - 3.2. Сопоставление содержаний органического вещества (ОВ) с содержаниями биофильных элементов (V, Ni, Se, Mo, U и др.), выявление связей для расчета содержания ОВ и органического углерода (ТОС) через химический состав пород;
 - 3.3. Сопоставление минерального и химического составов пород, разработка алгоритма расчета минерально-компонентной модели (МКМ) по химическому составу пород;

- 3.4. Расчленение разреза на типы пород по совокупности признаков – литологическим, геохимическим, петрофизическим, геофизическим (каротаж);
- 3.5. Сравнение химических составов керна и бурового шлама, оценка их сходимости и применимости бурового шлама для изучения интервалов разреза не охарактеризованных керном;
- 3.6. Выявление вертикальной литолого-геохимической зональности по результатам геолого-геохимических исследований керна и бурового шлама, детальное хемотратиграфическое расчленение разреза;
- 3.7. Детальная стратификация разрезов и их корреляция;
- 3.8. Фациальный анализ, восстановление условий осадконакопления, оценка латеральной выдержанности слоев и детальных геохимических стратонов;
4. Выявление потенциально продуктивных интервалов (потенциальных коллекторов):
 - 4.1. Сопоставление результатов исследований керна и бурового шлама с результатами испытаний и промысловыми данными;
 - 4.2. Сопоставление результатов исследований бурового шлама из горизонтальных стволов с раскрытием портов ГРП и дебитами скважин;
 - 4.3. Выявление приуроченности притоков нефти к типам пород;
 - 4.4. Выявление приуроченности раскрываемости портов ГРП к типам пород и их хрупкости;
 - 4.5. Формирование перечня типов пород, обладающих наилучшим коллекторским потенциалом, наиболее хрупкими и пригодными для инициации трещин ГРП; наибольшим нефтегенерационным потенциалом;
 - 4.6. Выявление стратиграфической приуроченности указанных типов пород;
5. Детализация строения средне-верхнефранских и фаменских доманикоидов и формирование рекомендаций по оптимальному расположению горизонтальных стволов скважин в разрезе:
 - 5.1. Детальная корреляция скважин с керном и буровым шламом, а также старых скважин с ГИС на Троицком и Красногорском месторождениях и территории окружения;
 - 5.2. Разработка методики выделения типов пород с разными свойствами по буровому шламу и ГИС;
 - 5.3. Сравнение типов пород с сейсмическими атрибутами, оценка применимости динамической интерпретации сейсмических данных для распространения в межскважинном пространстве типов пород с разными свойствами;
 - 5.4. Построение схемы перспектив нефтеносности средне-верхнефранских и фаменских доманикоидов на Троицком и Красногорском месторождениях;
 - 5.5. Построение трехмерной секторной геолого-гидродинамической модели эксплуатационного объекта D3f доманиковые по согласованию с Заказчиком;
 - 5.6. Формирование рекомендаций по оптимальным интервалам проводки стволов проектных скважин;
6. Написание окончательного отчета. Защита отчета на НТС Заказчика.

6.2.2. Проекты пробной эксплуатации Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

Сбор и анализ исходной геолого-геофизической информации:

1. Обобщение и систематизация всей имеющейся геолого-геофизической информации по Троицкому и Красногорскому месторождениям. Оценка состояния изученности залежей и месторождений.
2. Формирование рабочей базы данных геолого-геофизических материалов по залежам продуктивных отложений в формате ПО ПроПласт (или аналог): местоположение и инклинометрия по скважинам, ГИС, испытаниям, геолого-технологическим условиям вскрытия изучаемых отложений и проведения в них ГИС, пластовым флюидам.

Проектирование разработки месторождений:

1. Учёт при проектировании разработки результатов выполненных в межпроектный период сейсморазведочных работ.
2. Обоснование физико-гидродинамической характеристики продуктивных отложений и физико-химических свойств пластовых флюидов.
3. Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов и месторождений.
4. Анализ и обоснование требований к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин.
5. Обоснование систем разработки и технологий воздействия.
6. Расчет вариантов разработки (по одному варианту разработки на каждый эксплуатационный объект) с применением геолого-гидродинамических моделей с использованием ПО ТНавигатор (ООО «ИРМ» или аналогичных) и выгрузкой результатов в формате ТНавигатор.

7. Планирование методов интенсификации добычи углеводородного сырья с применением секторных ГДМ.
8. Анализ и обоснование техники и технологии добычи УВС.
9. Обоснование цели и задачи мероприятий по контролю за процессом разработки месторождений.
10. Анализ и обоснование систем внутринефтепромыслового сбора, подготовки и учета продукции скважин с использованием дизайнера сетей.
11. Расчет технико-экономических показателей и выбор рекомендуемого варианта разработки должен соответствовать требованиям приказа Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20.09.2019 №639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» с изм. от 06.10.2020 (приказ Минприроды России от 06.10.2020 №772).
12. При проектировании разработки принять уровни добычи УВС, объемы буровых работ, согласованные с Заказчиком. Уровни добычи УВС, коэффициент эксплуатации скважин при расчете прогнозных технологических показателей разработки и коэффициент использования скважин согласовать с Заказчиком.
13. Виды товарной продукции, схемы реализации и принципы формирования чистых цен согласовываются с Заказчиком.
14. Уровень использования попутно добываемого нефтяного газа должен соответствовать требованиям действующего законодательства РФ.
15. Формат отчетных презентаций должен удовлетворять требования Заказчика и ЦКР Роснедра по УВС.

7. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

7.1. Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2D прошлых лет

1. Текущие результаты работ предоставляются Исполнителем на еженедельной основе в виде презентаций по согласованному с Заказчиком формату. В процессе выполнения работ Исполнителем организовывается удаленный доступ к рабочим проектам с возможностью подключения со стороны Заказчика.

2. В результате проведенных работ по цифровой обработке данных должны быть получены следующие результаты (в формате SEG-Y):

- Сейсмограммы после присвоения геометрии;
- Сейсмограммы после временной миграции до суммирования;
- Сейсмограммы после миграции в глубинной области;
- Библиотеки статических поправок по ПВ и ПП в формате ASCII;
- Финальные модели скоростей суммирования и RMS скоростей миграции во временной области;
- Финальная глубинно-скоростная модель PSDM;
- Угловые рефлексионные сейсмограммы после полноазимутальной миграции (ES360), в глубинном и временном масштабе;
- Угловые сейсмограммы после ES360 после постмиграционной обработки, во временном масштабе;
- Суммарные кубы после постмиграционной обработки в глубинном и временном масштабе;
- Суммарный куб энергии дифрагированных волн (куб энергии рассеянной компоненты).

3. Для всех кубов, передаваемых в формате SEG-Y, используя текстовые заголовки необходимо указать, в каких байтах заголовка трасс находятся номера и координаты ОГТ, номера инлайнов и кросслайнов, а также указать количество байтов, отведенных на каждый из вышеуказанных параметров и их тип (целочисленный, вещественный). Для сейсмограмм – указать, в каких байтах заголовков трасс находятся номера ПВ/ПП, координаты и альтитуды ПВ/ПП, номера ЛП/ЛВ, номера FFID, номера и координаты инлайнов и кросслайнов введенные статические поправки и т.д. а также указать количество байтов, отведенных на каждый из вышеуказанных параметров и их тип (целочисленный, вещественный).

4. В результате проведенных работ по интерпретации цифровых данных должны быть получены следующие результаты:

- Текстовый файл с описанием грида 3D;
- База данных с указанием координат устья и забоя скважин (в единой системе с сейсмическими данными), альтитуды ротора;
- База данных с данными инклинометрии скважин;
- Стратиграфические отбивки всех картируемых поверхностей в измеренных и абсолютных глубинах;
- База данных с координатами пластопересечений;
- Синтетические годографы (таблицы «время-глубина»), полученные в результате одномерного моделирования, в абсолютных глубинах;
- База данных корреляции ОГ;
- База данных разломных полигонов;
- Гриды разломных поверхностей;
- Гриды карт изохрон;
- Графики функций для преобразований «время-глубина»;
- Гриды структурных поверхностей;
- Гриды карт изопакит. Изопактический треугольник;
- База данных со значениями ФЕС-параметров (коэффициентов пористости, проницаемости, УВ-насыщенности) по скважинам;
- Кубы атрибутов по всей длине записи (состав атрибутов согласуется с Заказчиком);
- Гриды карт атрибутов, прогнозных параметров;
- Фациальные схемы;
- База с данными контуров ловушек, ВНК, линии выклинивания, и т.д.;
- LAS-файлы в формате, согласованном с Заказчиком, всех входящих в куб сейсмической съёмки данных ГИС и РИГИС;
- LAS-файлы скорректированных/синтезированных данных акустического и плотностного каротажей;
- Карты изохрон, скоростей и структурные карты по отражающим горизонтам в масштабах 1:50 000 (на бумажном и цифровом носителях).
- Карты изопакит между отражающими горизонтами (перечень согласовывается с Заказчиком) в масштабе 1:50 000 (на бумажном и цифровом носителях).
- Результаты межскважинной корреляции по линиям скважин.
- Временные разрезы по характерным направлениям и через рекомендованные скважины.
- Структурные карты по кровлям-коллекторов продуктивных пластов с уточнёнными границами существующих месторождений, с учётом имеющихся данных по бурению.
- Результаты палеотектонического и сейсмофациального анализа.
- Детерминистическая оценка ресурсов подготовленных объектов.
- Оценка ресурсов подготовленных объектов объёмным методом.
- Паспорта (дополнения) на подготовленные к глубокому бурению нефтеперспективные объекты (в случае их выявления и подготовки).
- Интерпретационный проект в ПО Petrel версии не выше 2018.

5. Форматы передаваемых баз данных определяются по согласованию с Заказчиком. Цифровая база данных для отправки в ЕФГИ формируется согласно требованиям ФГБУ «Росгеолфонд».

6. Итоговый отчет по выполненным работам, включая рисунки, таблицы и графические приложения, составленный в соответствии с требованиями к отчетам о геологическом изучении недр ГОСТ Р 53579-2009.

7. Порядок приемки и передачи результативных материалов:

- Приемка работ осуществляется в соответствии с Календарным планом и Техническим заданием.
- Отчетные материалы, передаются Заказчику в соответствии с Техническим заданием в виде текстовых отчетов, необходимых приложений и баз данных после защиты на НТС Заказчика.
- Перечень, форма и цифровые форматы представления результатов работ могут быть уточнены протоколом после совместного рассмотрения предварительных результатов.
- В процессе выполнения работ некоторые пункты технического задания могут корректироваться сторонами с учетом исходных данных и на основании Протокола по рассмотрению промежуточных результатов работ.
- База данных и окончательный отчет (текст и графические приложения в электронном виде на DVD, FLASH или HDD) передаются Заказчику по акту приёма-передачи.
- Опционально Подрядчик передаёт результаты работ и паспорта (дополнения) на подготовленные к бурению структуры на бумажном и электронном носителях (DVD, FLASH, HDD)

по листу рассылки в соответствии с протоколом защиты работ.

- База цифровых данных передается на жестких дисках (HDD) с поддержкой стандарта передачи данных USB 3.0.

После завершения работ Заказчику возвращается исходная база данных топогеодезической, сейсмической и геологической информации по площади работ.

7.2. Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

В результате комплекса работ должны быть получены:

- Проектная документация «Проект пробной эксплуатации Красногорского нефтяного месторождения Оренбургской области»;
- Проектная документация «Проект пробной эксплуатации Троицкого нефтяного месторождения Оренбургской области»;
- Протоколы Комиссии Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедр по УВС), полученные в соответствии с постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 №2127 «О порядке подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».

Перечень и комплектность научной, технической и другой документации, материальных ценностей, подлежащих оформлению и сдаче Заказчику:

- Работа представляется в виде отчетов «Проект пробной эксплуатации Троицкого нефтяного месторождения Оренбургской области» и «Проект пробной эксплуатации Красногорского нефтяного месторождения Оренбургской области» в соответствии Календарным планом.
- Все текстовые материалы, помещаемые в проектной документации, выполнить в формате MS Word и дубль в AdobeAcrobat (pdf);
- Все таблицы выполнить в формате MS Excel;
- Построенные структурные карты, карты толщин, геологические разрезы, все графические приложения в формате CorelDraw и дубль в JPEG;
- Гridы всех построенных карт в формате ASCII;
- Исполнитель готовит электронную версию проектной документации в 2-х экземплярах.

8. СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

8.1. Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2D прошлых лет

Июнь 2025 – март 2026

8.2. Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений

Июнь 2025 – февраль 2026

Сроки проведения работ в целом и по отдельным этапам определяются Календарным планом.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

на выполнение работ по теме:

«Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2Д прошлых лет в пределах лицензионных участков Красногорский и Троицкое месторождение. Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений»

№ этапа	Наименование этапа	Сроки выполнения	Форма и вид отчетности
1	2	3	4
«Создание, адаптация, модификация и анализ баз данных на основе обработки и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д совместно с материалами сейсморазведочных работ МОГТ-2Д прошлых лет»			
1	Предварительная цифровая обработка данных: - Формирование структуры БД; - Загрузка и валидация полевых данных; - Генерация базовых наборов данных; - Предварительный анализ.	дата подписания - 14.07.2025	Информационный отчет (презентация). Куб Brute Stack.
2	Программно-алгоритмическая цифровая обработка сейсмических данных на основе кинематических моделей: - Коррекция статических параметров; - Создание модели ВЧР; - Оптимизация параметров суммирования; - Агрегация (суммирование) данных.	15.07.2025 - 31.07.2025	Информационный отчет (презентация). Библиотеки рассчитанных статических поправок ПП и ПВ. Модель результирующих скоростей суммирования (SGY). КСД с финальными статическими и кинематическими поправками.
3	Разработка цифровых фильтров и алгоритмов динамической коррекции данных: - Моделирование сферических поправок; - Разработка, тестирование и адаптация алгоритмов подавления шумов, кратных компонент и деконволюционных преобразований; - Разработка алгоритмов пространственно-временного преобразования данных (миграция)	01.08.2025 - 31.08.2025	Информационный отчет (презентация). Финальная скоростная модель временной миграции (SGY), КСД после динамической обработки. Мигрированный КСД.
4	Кинематическая и динамическая интерпретация: - Формирование базы данных; - Стратиграфическая привязка; - Кинематическая интерпретация; - Динамическая интерпретация - Подготовка отчета для сдачи в геологические фонды.	01.09.2025 - 31.03.2026	Отчет, подготовленный для сдачи в геологические фонды.
5	Глубинная миграция до суммирования: - Разработка и адаптация цифровой геологической скоростной модели (ГСМ); - Реализация алгоритмов изотропной полноазимутальной миграции данных (включая технологию ES360); - Агрегация и визуализация многомерных массивов динамических атрибутов после применения ES360.	01.09.2025 - 31.12.2025	Информационный отчет (презентация). Финальная ГСМ в глубинном масштабе. КСД во временном и глубинном масштабе.

№ этапа	Наименование этапа	Сроки выполнения	Форма и вид отчетности
1	2	3	4
6	Создание БД геолого-геофизической и промысловой информации: - Агрегация и верификация отраслевых данных (ГИС, инклинометрия, результаты лабораторных исследований керна, результаты опробований и испытаний); - Алгоритмический анализ полноты и достоверности, автоматизированная фильтрация некачественных данных ГИС.	01.01.2026 - 20.03.2026	Информационный отчет (презентация). Межскважинная корреляция ГИС (построение корреляционных схем по всему интервалу изучаемого разреза в целом или по отдельным интервалам).
7	Разработка алгоритмов кинематической интерпретации пространственно-временных данных: - Создание цифровых инструментов для стратиграфической привязки, трассировки отражений и автоматического распознавания структурных нарушений; - Генерация временных и глубинных карт на основе программного анализа данных.	01.01.2026 - 20.03.2026	Информационный отчет (презентация). Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов, Карты времен, глубин.
8	Реализация алгоритмов численного моделирования и инверсии сигналов: - Разработка акустических моделей среды при помощи технологий детерминистической и синхронной инверсий.	01.01.2026 - 20.03.2026	Информационный отчет (презентация). Кубы упругих свойств.
9	Программная интерпретация динамических характеристик и прогнозных моделей: - Автоматизированный расчет и визуализация сейсмических атрибутов; - Построение цифровых моделей фациального распределения и корреляционных зависимостей; - Аналитическая обработка многомерных атрибутивных данных с использованием AVAZ и DI.	01.01.2026 - 20.03.2026	Информационный отчет (презентация).
10	Разработка аналитических инструментов поддержки принятия решений: - Формирование цифровых моделей сейсмических рисков и ресурсов; - Автоматизированное ранжирование скважин по перспективности на основе ИТ-алгоритмов; - Создание отчетных материалов и демонстрации результатов анализа; - Защита отчета.	01.01.2026 - 20.03.2026	Итоговый отчет.
11	Формирование итоговой базы данных: - Разработка структурированной БД; - Обеспечение совместимости форматов; - Экспорт данных и итоговых продуктов Заказчику.	21.03.2026 - 31.03.2026	Электронная база данных, сопроводительная документация.
«Проектирование разработки Красногорского и Троицкого нефтяных месторождений»			
1	Сбор и систематизация представленной Заказчиком информации; геолого-геохимические исследования керна с выездом в кернохранилище в г. Тюмень; получение согласования Роснедр на	дата подписания - 20.07.2025	Согласование Роснедр на составление новых ППЭ Троицкого и Красногорского месторождений.

№ этапа	Наименование этапа	Сроки выполнения	Форма и вид отчетности
1	2	3	4
	составление новых Проектов пробной эксплуатации Троицкого и Красногорского месторождений.		
2	Обобщение новых и ранее выполненных исследований керна.	дата подписания - 15.08.2025	Информационный отчет.
3	Подготовка проектов пробной эксплуатации Троицкого и Красногорского месторождений.	дата подписания - 15.08.2025	ПТД: «Проект пробной эксплуатации Троицкого нефтяного месторождения Оренбургской области, «Проект пробной эксплуатации Красногорского нефтяного месторождения Оренбургской области».
4	Сопровождение экспертизы ГКЗ, защита ППЭ на заседании ЦКР Роснедр по УВС, работа с куратором по составлению протоколов.	15.08.2025 - 31.10.2025 (по графику ЦКР/ГКЗ)	Подписанные протоколы ЦКР Роснедр по УВС.
5	Детализация строения верхнефранско-фаменских доманикоидов. Рекомендации по оптимальному расположению горизонтальных стволов скважин в разрезе.	01.08.2025 - 31.12.2025	Информационный отчет.
6	Написание окончательного отчета. Защита отчета на НТС Заказчика.	01.01.2026 - 28.02.2026	Окончательный отчет.