

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный геолог _____ Недосекин А.С.

« _____ » _____ 2025 г.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по теме:

«Создание 3Д геолого-гидродинамической модели с учетом седиментационных, литолого-фациальных особенностей разреза продуктивных пластов Гавриковского месторождения с целью повышения эффективности разработки»

1. Целевое назначение работ:

- Изучение литолого-фациальных, литогеохимических и петрофизических особенностей разреза группы пластов тюменской свиты Гавриковского месторождения по комплексу специальных исследований керна, данных геофизических исследований скважин (ГИС) и данных сейсморазведочных работ в пределах Гавриковского лицензионного участка;
- Создание трехмерной геологической и гидродинамической моделей продуктивных пластов тюменской свиты Гавриковского месторождения на основе геолого-промысловых данных по состоянию на 01.01.2025 г.;
- Оценка характера и степени выработки запасов нефти, локализация остаточных запасов, выработка решений по увеличению нефтеотдачи пластов;
- Создание программы доразведки месторождения;
- Оценка эффективности ГТМ;
- Подготовка предложений по повышению эффективности разработки Гавриковского месторождения.

2. Объем исходных данных:

- Данные сейсморазведочных работ МОГТ 3Д/2Д (рис.1) в пределах Гавриковского лицензионного участка (3Д – 300 кв. км, 2Д – 1474 пог. км.);

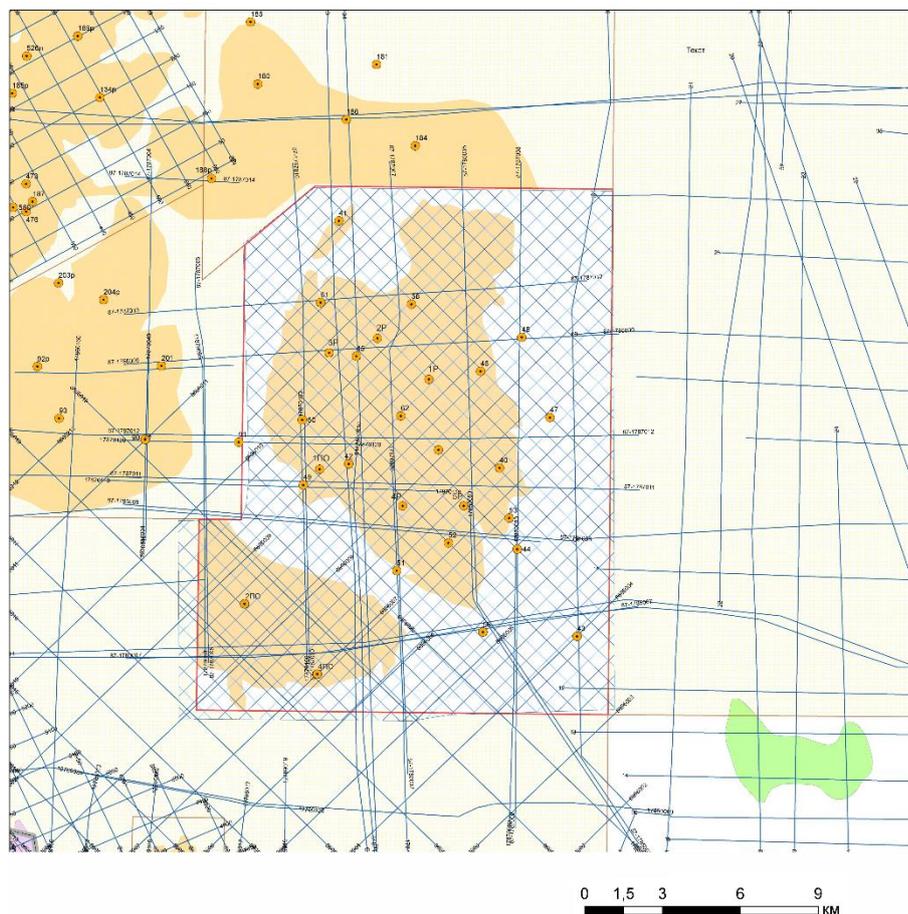


Рис. 1. Объем сейсморазведочных работ

- Материалы бурения 29 поисковых и разведочных и 59 эксплуатационных скважин;
- Координаты, инклинометрия и альтитуды скважин;
- Результаты исследований керна;
- Исходный комплекс данных ГИС;
- Результаты фациального литолого-петрофизического анализа предыдущих работ;
- Материалы седиментологических исследований керна, результаты фациальной интерпретации;
- Результаты исследований пластового флюида;
- Отчеты об исследованиях физико-химических свойств флюидов;
- Данные промысловой истории разработки по скважинам;
- Результаты проведения ГДИ и ГКИ;
- Последний действующий проектный документ, регламентирующий разработку месторождения;
- Данные по пакерам, текущим забоям, конструкциям скважин;
- Результаты эксплуатации скважин.

3. Пространственные границы объекта:

- Гавриковское месторождение УВС, Тюменская область. Лицензия ХМН 15897 НР, (ООО «НЗНП Трейд»);
- Границы картопостроения перспективных объектов тюменской свиты ограничены полигоном, задаваемым вершинами с географическими координатами:

№ п/п	Восточная долгота			Северная широта		
	град	мин	сек	град	мин	сек
1	77	50	18.1	65	16	1.2
2	78	43	28.5	65	16	6.8
3	78	43	36	64	41	57.8
4	77	50	37	64	41	52.3

- Интервал залегания группы пластов тюменской свиты.

4. Основные оценочные параметры:

Полнота и качество конечной продукции должны соответствовать условиям лицензии, геологическому заданию и требованиям следующих нормативных документов:

- Закону РФ «О недрах»;
- ГОСТ Р53579-2009 «Система стандартов в области геологического изучения недр (СОГИН). Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению», 2009 г.
- «Методическим рекомендациям по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом» под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. - Москва-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003;
- «Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р;
- «Методическим указаниям по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений» — Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003;
- Методическим указаниям по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа», Москва, 1982 г.;
- Приказу Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»:
- Приказу Минприроды России от 28.12.2015 №564 «Об утверждении Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов»;
- «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследованиях нефтяных и нефтегазовых месторождений», устанавливающего единые правила при реализации на территории РФ лицензий на право пользования недрами с целью их геологического изучения, разведки и добычи нефти, газа, конденсата (введен в действие с 01.10.2023 г Протоколом НТС ФАН Роснедра от 05.10.2023 г. №03-17/8-пр**);-Временному положению об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ; «Временная классификация скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей); Приказ от 07.02.2001 г. №126;
- РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений» и «Временным регламентом оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС» (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 № 5370);

5. Основные геологические задачи:

5.1. Седиментологические исследования скважин, создание литолого-фациальных моделей пластов верхнетюменской подсвиты

5.1.1. Детальный аудит текущего состояния изученности керна в пределах месторождения и ближайшего окружения, с анализом имеющихся на настоящий момент результатов лабораторных исследований

5.1.2. Анализ сохранности всего имеющегося керна и его пригодности для дальнейшего лабораторного изучения. Получение допусков для работы с керном старого фонда скважин, находящегося на государственном хранении.

5.1.3. Формирование таблиц с полным комплексом керновых исследований по скважинам;

5.1.4. Составление программы необходимых дополнительных исследований по керну каждой скважины, где отсутствуют необходимые данные (в том числе, растровая электронная микроскопия, томография, ЯМР, комплекс исследований трещиноватости, геомеханические свойства, анализ палеонтологических остатков, определения возраста – по обоснованной необходимости). Утверждение программы работ с Заказчиком.

5.1.5. Создание предварительной базы для петрофизической интерпретации.

5.1.6. Специализированное макроописание всего доступного керна в интервале тюменской свиты по программе, адаптированной под отложения тюменской свиты.

5.1.7. Организация и сопровождение лабораторных исследований образцов керна (коэффициент пористости, объемная и минералогическая плотность, коэффициент проницаемости, коэффициент остаточной водонасыщенности).

5.1.8. Проведение профильных XRF исследований полноразмерного керна без его разрушения. Анализ литолого-геохимической специализации тюменской свиты на месторождении для подбора информативных методов исследований. Литолого-геохимическая кластеризация и подбор петротипов с наибольшей практической значимостью.

5.1.9. Выделение литотипов, фаций, ассоциаций фаций;

5.1.10. Объединение фаций/ассоциаций фаций в обстановки осадконакопления;

5.1.11. Создание композитных планшетов по ключевым скважинам, на керне которых проводились седиментологические исследования в масштабе 1:50, включающих данные ГИС, седиментологический каротаж, комментарии к нему (в т.ч. зафиксированные на керне различные геологические границы: секвенсов, системных трактов и пр.), а также фациальную интерпретацию, обстановки осадконакопления и их тренды;

5.1.12. Обоснование в разрезах скважин интервалов развития коллекторов, потенциальных коллекторов и неколлекторов (в том числе покрышек) с точки зрения петрографии, минералогии, геохимии и фаций.

5.1.13. Комплекс петрографических и геохимических исследований строения коллектора, включая анализ и стадийность его вторичных изменений (по петрографическим шлифам, геохимических и минералогическим анализам).

5.1.14. Установление зависимостей между седиментологической интерпретацией и комплексом ГИС (ПС, ГК, ННК, АК, ГГКп, БКЗ, МБК и др.) в виде уникальных наборов кривых и диапазонов изменения значений кривых для каждой из выделенных фаций всех скважин Гавриковского лицензионного участка;

5.1.15. Выделение электрофаций в скважинах, не имеющих кернового материала по полученным зависимостям керн-ГИС (седиментологическая интерпретация электрофаций по ГИС и результатам интерпретации имиджей);

5.1.16. Создание атласа литотипов/фаций с указанием в нем электрометрических моделей фации, литолого-седиментационного описания керна, фотографий керна с характерными для данной фации текстурами, результатами изучения вещественного состава, гранулометрии, ФЕС, литотипизации разреза;

5.1.17. Формирование атласа аналогов исследуемых отложений на основании опубликованных данных, обнажений пород и современных обстановок осадконакопления;

5.1.18. Описание секвенс-стратиграфического видения обстановок осадконакопления для отложений интервала изучаемого пласта;

5.1.19. Создание седиментологической концептуальной модели пласта. Построение концептуальных литолого-фациальных моделей продуктивных пластов. Концептуальные модели в дальнейшем будут увязываться с результатами кинематической и динамической интерпретации сейсмических материалов, станут основой для построения карт распространения коллекторов.

5.2. Подготовка данных ГИС, построение петрофизической модели, интерпретация данных ГИС

5.2.1. Аудит записанного в скважинах комплекса ГИС.

5.2.2. Сбор и анализ результатов испытаний пластов на приток, составление сводной таблицы испытаний.

5.2.3. Анализ существующей методики интерпретации данных ГИС.

5.2.4. Стандартизация данных ГИС (сшивка, увязка, нормализация).

5.2.5. Анализ архивных и вновь проведенных исследований кернa, в том числе геохимических, выявление устойчивых литотипов/фаций для последующего их поиска по данным ГИС.

5.2.6. Разработка методики литотипизации разреза с применением алгоритмов машинного обучения (иерархическая кластеризация, случайный лес, метод главных компонент) на основе данных ГИС и кернa.

5.2.7. Актуализация методики определения характера насыщения с применением вероятностного подхода.

5.2.12. Интерпретация данных ГИС по поисковым и разведочным скважинам с учетом разработанной методики.

5.2.13. Разработка методики интерпретации ГИС горизонтальных скважин.

5.2.14. Интерпретация данных ГИС горизонтальных скважин с учетом актуализированной методики по выборочным скважинам (10 скважин).

5.2.15. Поиск зависимостей ГИС-геохимические свойства породы, контролирующие нефтегазоносность и ФЕС пластов тюменской свиты (для скважин с керном и расширенным комплексом ГИС).

5.2.16. Составление рекомендаций по оптимизации стандартного и расширенного комплекса ГИС в открытом стволе, в том числе MWD/LWD.

5.2.17. Формирование предложений по доизучению скважин старого фонда методами ГИС в обсаженном стволе.

5.2.18. Подготовка отчета и презентация результатов на НТС Заказчика.

5.3. Обработка данных сейсморазведки

5.3.1. Препроцессинг (выполняется параллельно с проведением полевых работ, по мере поступления исходного материала):

- Ввод сейсмических данных.
- Ввод SPS файлов, формирование базы данных проекта.
- Присвоение геометрии.
- Интерактивный контроль геометрии и исправление ошибок.
- Бинирование по ОГТ.
- Построение карт основных геометрических атрибутов съёмки и количественная оценка.
- Просмотр и редактирование сейсмических трасс.
- Автоматическое устранение амплитудных выбросов и редакция шумящих каналов,
- выявление трасс с обратной полярностью.
- Количественная оценка параметров сейсмической записи.

- Заключение о качестве выполнения полевых работ и материалов с указанием забракованных ПГН.
- 5.3.2. Анализ скоростей суммирования и коррекция статических поправок
- Расчет априорных статических поправок за рельеф стандартным способом с учетом глубины заложения заряда (если применимо, Тверт.).
 - Расчет априорных статических поправок по методике первых вступлений.
 - Обоснование и выбор оптимального способа (или их комбинации) построения модели ВЧР (с использованием инверсии поверхностных волн (SWI) или с использованием других методик).
 - Контроль качества полученных моделей ВЧР: построение карт статических поправок, распределения скоростей, применение статических поправок к сейсмическим данным
 - Сопоставление моделей ВЧР (скорости, мощности слоев), априорных статических поправок, полученных разными способами.
 - Обоснование и выбор оптимального способа (или их комбинации) коррекции статических поправок в сопоставлении с рельефом, геологическими особенностями ВЧР и верхних границ целевого интервала, по минимизации невязок с отбивками в скважинах, изменению частотного диапазона и когерентности суммарных данных.
 - Уточнение модели с использованием томографии по преломленным волнам.
 - Контроль качества финальной модели ВЧР: построение карт статических поправок, распределения скоростей, применение статических поправок к сейсмическим данным, контроль качества с использованием отбивок по данным глубоких скважин и корреляцией отражающих горизонтов.
 - Полноволновая инверсия (FWI) по рефрагированным волнам в изотропном приближении. Количество итераций – по результатам тестирования. Итерации выполняются от минимально возможной частоты до частоты 8-10 Гц (выбирается по результатам тестирования). Полученная модель ВЧР используется в случае выполнения глубинной миграции до суммирования.
 - Предварительная коррекция амплитуд за сферическое расхождение.
 - Предварительный скоростной анализ по сетке 5x5 км, получение предварительного суммарного разреза (куба) ОГТ с АРУ.
 - Потрассная деконволюция.
 - Адаптивное ослабление регулярных волн-помех.
 - Оптимальная фильтрация.
 - Итерации скоростного анализа и автоматической коррекции статических поправок (точность определения статических поправок менее половины шага дискретизации, скоростной анализ выполняется со сгущением сетки шага анализа по ОГТ от 2x2 км до 0,5x0,5 км).
 - Ввод статических и кинематических поправок, контрольное суммирование по ОГТ.
 - Миграция после суммирования.
- 5.3.3. Обоснование учёта влияния длиннопериодных скоростных аномалий в ВЧР, включая:
- корреляцию опорных горизонтов (выбор горизонтов согласовывается на совместном совещании исполнителей обработки и интерпретации), кинематический анализ для выделения скоростных аномалий;
 - сопоставление выявленных аномалий с картографическими данными для оценки их приуроченности к ландшафтным и приповерхностным условиям;
 - сопоставление соотношений T_0 и $VOGT$ для тех же горизонтов;
 - получение частичных сумм ОГТ на малых и больших удалениях, сопоставление карт T_0 ;
 - контроль оптимального способа устранения скоростных аномалий (полным или частичным замещением слоя, либо иным способом - с увязкой со скважинами при наличии последних);

- пересчёт скоростей и ВЧ статических поправок, получение куба с поправками за неоднородности;
 - расчёт скоростей суммирования по горизонтам, выбранным до учёта влияния скоростных неоднородностей;
 - устранение скоростных аномалий (замещением верхнего слоя, посадкой на чек-шоты, и др.);
 - сопоставление соотношений Toi и $VOGT$;
 - получение частичных сумм ОГТ на малых и больших удалениях, сопоставление карт Toi ;
 - Итерационный подход к скоростному анализу и автоматической коррекции статических поправок (точность определения статических поправок менее половины шага дискретизации), скоростной анализ выполняется по сетке с шагом $0,5 \times 0,5$ км.
 - Окончательное суммирование.
 - Выполнение миграции после суммирования.
- 5.3.4. Основной этап обработки данных с сохранением динамических характеристик:
- Ввод накопленных корректирующих коротко- и средне-периодных статических поправок.
 - Адаптивное подавление промышленных помех (50Гц, и т.п.) на участке распространения помехи по ПП.
 - Первая итерация подавления высокоамплитудных помех (spikes) в сортировках ОПВ, ОПП.
 - Моделирование поверхностной волны и ее адаптивное вычитание из данных (SWAMI-WesternGeco/SWANA(MPGRA)-CGG или аналоги) в сортировках кросс-спред либо ОТВ, сортировка применения определяется в результате тестирования. При необходимости - предварительное уплотнение входных данных.
 - Анализ и ослабление рассеянного шума на основе модельно-зависимой интерферометрии.
 - 3-х мерное моделирование линейных волн-помех (включая прямую волну и преломленные волны в первых вступлениях) в реальных координатах в сортировках кросс-спред с их последующим адаптивным вычитанием (процедура NUCNS / EFXCNS в ПО WesternGeco / Denoise 3D или 3D fххку в ПО CGG). Количество итераций определяется по результатам тестирования. При необходимости – предварительно к процедуре выполняется интерполяция ПП (либо ПП и ПВ – до 4х раз) – для устранения пространственного аляйсинг-эффекта (технология должна быть протестирована, и согласована Заказчиком)).
 - Адаптивное ослабление нерегулярных волн-помех (в сортировках ОПВ, ОПП и кросс-спред в реальных координатах с сохранением амплитуды сигнала – 1-я итерация,).
 - 1-ая итерация поверхностно-согласованной регулировки амплитуд SCAC.
 - Расчёт и применение оператора, приводящего данные к минимально-фазовой форме импульса. Расчёт оператора производится по записанному свип-сигналу. Место в графе обработки может быть изменено по согласованию с Заказчиком.
 - Анализ и при необходимости согласование фаз и амплитудно-частотного спектра сигнала для различных типов источника (при наличии). Место в графе согласуется Заказчиком.
 - Анализ и при необходимости согласование времен, фазового и амплитудно-частотного спектра для съёмок разных годов/сезонов отстрела и методики – различными методами.
 - Q-компенсация. Тестируется совместно с последующей поверхностно-согласованной минимально-фазовой деконволюцией в 2-х вариантах: 1) амплитудно-фазовая; 2) только фазовая. Решение об использовании одной из тестируемых опций принимается Заказчиком.
 - Поверхностно-согласованная минимально-фазовая деконволюция с применением алгоритмов, стабильных к обусловленной приповерхностными условиями низкочастотной шумовой составляющей, и повышающих латеральную выдержанность фазового и амплитудного спектров. В обязательном порядке тестируется предсказывающая

деконволюция и ее параметры. Протестировать расчёт операторов деконволюция по специально подготовленному набору данных с дополнительным жёстким шумоподавлением и применением к данным без него. Сравнение тестов RSCD с входными данными с применением SCAC и без него, но с включённой нормализацией амплитуд в RSCD.

- Подавление нерегулярного шума в сортировках ОПП, ОПВ, ОСТ.
- Анализ формы импульса, фазовых и временных сдвигов между сопредельными съёмками после деконволюции; при необходимости – расчёт и применение согласующих фильтров.

- 2-я итерация поверхностно-согласованной регулировки амплитуд.
- Итерация коррекции скоростей ОГТ и автоматической коррекции статических поправок.

- Адаптивное ослабление регулярных волн-помех (с линейными годографами) в τ -Р области, предварительно вводится кинематика по отражённым волнам. При необходимости – частичная регуляризация с уплотнением данных.

- Адаптивное ослабление нерегулярных волн-помех в различных трёхмерных сортировках (кросс-спред и/или OVT/COV) - Cadzow, FX-decon, AAA/FDNAT и т.д. с сохранением амплитуды сигнала.

Вычитание кратных/частично кратных волн (возможно применение авторских подходов или технологий, в зависимости от используемого программного обеспечения):

- Анализ данных АК, определение полей отраженных волн и кратных волн по данным ВСП, одномерное моделирование по данным АК и ГГКп, выделение кратнообразующих границ.

- Идентификация кратнообразующих границ на разрезе ОГТ, моделирование полей кратных волн, оценка наличия кратных волн в целевой части разреза.

- По результатам тестирования и согласованию с Заказчиком определяется:

- Место в графе обработки.

- Финальный детальный анализ скоростей ОГТ.

- Ввод кинематических поправок с окончательным скоростным законом.

- Ввод длиннопериодных статических поправок.

- Окончательное суммирование.

- Тестирование, выбор алгоритма временной миграции после суммирования.

- Миграция после суммирования, постмиграционная обработка.

Анизотропная миграция Кирхгофа до суммирования во временной области (VTI PSTM):

- Регуляризация данных до суммирования.

- Подготовка данных для выполнения миграции до суммирования.

- Ослабление нерегулярного шума в панелях равных удалений – 1-2 итерации.

- Регуляризация 3D с обоснованием диапазонов панелей удалений и заполнение пропусков (при необходимости) по согласованию с Заказчиком.

- Тестирование и выбор параметров временной миграции (апертуры, макс. угла, макс. частоты) с вводом модель-базированной функции за геометрическое расхождение ($T_n \cdot V_{rms}$).

- 1я итерация временной миграции до суммирования со скоростной моделью среднеквадратичных скоростей (изотропная миграция возможна по сетке 100x100 метров, но не реже).

- Итерации анализа остаточной кинематики 2го порядка с обновлением модели среднеквадратичных скоростей и последующей миграцией (по заданной сетке). Итерации выполняются до удовлетворительного спрямления годографа после миграции (на ближних – средних удалениях). Миграция по сетке 100x100 метров.

- Анализ остаточной кинематики 2го и 4го порядка (либо параметра η).

- Анизотропная временная миграция до суммирования с обновленной скоростной моделью по полному объему данных.

- Экспорт в формате SEG-Y, передача в группу ИСО для анализа, привязка и построения основных динамических атрибутов.

- Обработка мигрированных изображений по сейсмограммам:
- Ослабление артефактов миграции в офсетных планах.
- Адаптивное ослабление нерегулярных волн-помех (по разрезам равных удалений, панелям COV/OVT и/или в сортировке OCT).
- Высокоплотное автоматическое пикирование остаточной кинематики 2-го и 4-го порядка (при необходимости).
- Адаптивное ослабление нерегулярных волн-помех по объемам равных удалений (при необходимости).
- Ослабление регулярных волн-помех по объемам равных удалений (артефактов миграции - при необходимости).
- 2-я итерация подавления кратных волн с использованием преобразования Радона.
- Трим-статика (при необходимости).
- Подавление остаточных помех с линейными годографами - F-K фильтр (при необходимости).
- Окончательное суммирование по OCT.
- Последовательность постмиграционных процедур в графе, их параметры и необходимость применения определяются по результатам тестирования и утверждаются Заказчиком.

5.3.5. Обработка мигрированных сейсмических изображений:

- Удаление влияния системы наблюдения («фут-принтов»).
- Расчёт и коррекция (при необходимости) остаточных фазовых сдвигов между трассами угловой сейсмограммы или между угловыми суммами.
- Когерентная фильтрация для подавления случайных помех.
- Импульсная нульфазовая деконволюция (балансировка спектра либо спектральный шейпинг).
- Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд и частот по суммарным данным (аналог SRAAC у WG либо Q-wave CGG).
- Переменная во времени полосовая частотная фильтрация.
- Переменная по времени масштабирование амплитуд.
- Запись и экспорт различных вариантов финального куба PSTM.
- Порядок процедур раздела, их состав и последовательность может быть скорректирована Заказчиком на основе результатов тестирования.

5.3.6. Постмиграционная обработка:

- Подавление кратных волн с помощью высокоразрешающего Радон преобразования.
- Высокоплотное автоматическое пикирование остаточной кинематики 2-го и 4-го порядка (при необходимости).
- Коррекция остаточных фазовых сдвигов (NRM).
- Уточнение остаточных азимутальных вариаций скоростей (FEATT).
- Адаптивное ослабление нерегулярных волн-помех по объемам равных удалений (при необходимости).
- Ослабление регулярных волн-помех по объемам равных удалений (артефактов миграции - при необходимости).
- Трим-статика (при необходимости).
- Коррекция остаточных фазовых сдвигов (NRM).
- Подавление остаточных помех с линейными годографами – 3D-FKK фильтр (при необходимости).
- Окончательное суммирование по OCT.

Последовательность постмиграционных процедур в графе, их параметры и необходимость применения определяются по результатам тестирования и утверждаются Заказчиком. Граф обработки после суммирования соответствует временной миграции до суммирования.

5.4. Комплексная интерпретация данных сейсморазведки

5.4.1. Интерпретационное сопровождение обработки: выполнение контроля качества процедур, значимо влияющих на распределение амплитуд, путём анализа АЧХ волнового поля, выполнения сейсмостратиграфической привязки и оценки формы импульса.

5.4.2. Увязка материалов МОГТ 2 D/3D в пределах границ картопостроения.

5.4.3. Изучение скоростных свойств разреза на основе скважинных данных и наземных сейсморазведочных наблюдений МОВ ОГТ 3D/2D.

5.4.4. Геологическая привязка сейсмических отражений на основе данных СК, ВСП и одномерного сейсмогеологического моделирования;

5.4.5. Детальная корреляция опорных отражающих горизонтов С, Г, М, Б, А, горизонтов, выраженных в волновом поле и отождествляемых с продуктивными пластами: Ю2-2, Ю3, Ю4 перспективными и потенциально продуктивными пластами меловых и юрских отложений.

5.4.6. Выделение и детальное трассирование тектонических нарушений. Картирование разломов по площади для целевых горизонтов, оценка достоверности выделения разломов. Расчет куба когерентности. Построение поверхностей экранирующих разломов в пределах продуктивных пластов.

5.4.7. Построение глубинно-скоростной модели среды, увязанной со скважинами.

5.4.8. Построение структурных карт по опорным отражающим горизонтам, по кровлям продуктивных пластов, перспективных и потенциально продуктивных пластов меловых и юрских отложений. Оценка точности структурных построений.

5.4.9. Анализ сейсмозаписи по интервалам регистрации отражений от продуктивных и потенциально продуктивных пластов по временным кубам. Расчет сейсмических атрибутов (углов наклона, амплитуд, акустических импедансов, временных толщин), проведение корреляционного анализа с использованием нейронных сетей. Обоснование выбора окна расчета и перечня информативных сейсмических атрибутов.

5.4.10. Проведение спектральной декомпозиции, сейсмофациального анализа, трассирование русловых аномалий по данным сеймики и скважин, (в том числе с использованием алгоритмов нейронных сетей Кохонена или др) (с учетом ранее проведенных исследований керна и данных ГИС).

5.4.11. Анализ кондиционности имеющихся данных для проведения инверсионных преобразований - построение кроссплотов дискретных свойств в поле упругих параметров в скважинном и сейсмическом масштабах, выявление зависимостей искомым петрофизических параметров с акустическим импедансом. Обоснование типа инверсии.

При наличии необходимого количества данных требуемого качества выполнение синхронной инверсии, использующей полное уравнение Кнотта-Цёппритца (Knott-Zoeppritz Equation).

5.4.12. Выполнение выбранного типа инверсии:

- оценка формы импульса
- построение каркасной модели
- расчёт низкочастотного тренда
- многоитерационный подбор параметров
- оценка качества результатов

5.4.13. Интерпретация результатов инверсии: детерминистическая или вероятностная - в зависимости от наличия соответствующих данных.

5.4.14. Создание сейсмофациальных схем на основе карт сейсмических атрибутов (углов наклона, амплитуд, акустических импедансов, временных толщин, атрибутов AVO), данных керна, результатов седиментологических исследований, геологический анализ по интервалам регистрации отражений от продуктивных и потенциально продуктивных пластов.

5.4.15. Выделение зон различных условий осадконакопления, картирование их границ. Обоснование оконтуривания различных зон (литолого-фациальных, тектонических и др.), линий выклинивания и замещения

5.4.16. Поиск и оценка надежности статистических связей между промыслово-геофизическими, петрофизическими и сейсмическими данными с целью проведения атрибутивного прогнозирования $N_{эф}$ (эффективная толщина коллектора в пласте), $Kп$ (открытая пористость коллектора), L (удельная емкость коллектора), флюидонасыщение ($K_{нг}$, $N_{нг}$) и т.д. При наличии надежных статистических связей расчет кубов прогнозных параметров на основе сейсмических данных.

5.4.17. Изучение условий формирования перспективных отложений с использованием методов палеотектоники, сейсмостратиграфии, фациального анализа с точки зрения прогноза зон улучшенных коллекторских свойств или литологического замещения песчаных пластов.

5.4.18. Оценка перспективных и прогнозных локализованных ресурсов выявленных ловушек категории Д0.

5.4.19. Разработка рекомендаций по проведению дальнейших геологоразведочных работ, в том числе по размещению разведочных скважин.

5.4.20. Подготовка паспортов на подготовленные к бурению объекты.

5.4.21. Формирование интегрированного банка сейсмических, промыслово-геологических и геодезических данных с целью мониторинга за последующими поисками и разведкой залежей УВ;

5.4.22. Составление сейсмогеологического отчета по результатам сейсморазведочных работ;

5.4.23. Архивация сейсмических материалов и передача их Заказчику.

5.5. Построение геологической 3D модели на основе результатов создания концептуальной геолого-геофизической модели (по результатам переинтерпретации данных сейсморазведочных работ, данных по скважинам)

5.5.1 Разработка принципов детальной скважинной корреляции с учетом седиментологического описания керна, сейсмической интерпретации и результатов интерпретации ГИС;

5.5.2 Обобщение результатов сейсмической интерпретации с результатами седиментологического описания керна и результатами интерпретации ГИС;

5.5.3 Построение прогнозных карт эффективных толщин и пористости (по возможности);

5.5.4 Построение карт (схем) фациального районирования отложений группы пластов тюменской свиты;

5.5.5 Создание проекта в программном комплексе "Petrel (или аналоге);

5.5.6 Загрузка координат границ лицензионного участка;

5.5.7 Загрузка координат скважин;

5.5.8 Загрузка инклинометрии скважин;

5.5.9 Загрузка данных ГИС по скважинам;

5.5.10 Загрузка данных исследований керна по скважинам;

5.5.11 Загрузка результатов динамического анализа данных сейсморазведочных работ (кубы, профили, карты атрибутов) – при наличии;

5.5.12 Построение структурной модели:

5.5.13 Анализ региональной нефтегазоносности, анализ корректности стратотипа;

5.5.14 Обоснование ориентации сетки и размера ячеек, разбиение пластов на слои - Layering (конформно подошве (eroded), конформно кровле (onlapping), пропорционально) для каждого объекта;

5.5.15 Построение структурного каркаса модели на основе существующих поверхностей, отметок пластопересечений в скважинах, выявленных геологических границ, результатов интерпретации имиджей;

5.5.16 Построение трехмерной литолого-фациальной модели. Объектное моделирование с учётом фациальных карт и условий осадконакопления. Обосновать используемые методы фациального моделирования и задаваемые параметры;

5.5.17 Построение модели литологии с учетом седиментологической модели. Учёт направления сноса осадочного материала и статистических показателей отдельно по выделенным фациям

5.5.18 Построение трехмерной модели фильтрационно-емкостных свойств:

5.5.19 Построение карт ФЕС;

5.5.20 Расчет в модели и представление в отчёте карт свойств по каждому пласту (залежи): пористости, проницаемости, насыщенности, K_h , а также субширотных и субмеридианальных разрезов, соответствующих выбранным направлениям корреляционных схем с визуализацией на разрезах, перечисленных выше свойств;

5.5.21 Прогноз положения барьеров проницаемости, высоко- и низкопроницаемых зон.

5.5.22 Построение трехмерной модели флюидонасыщения:

5.5.23 Обоснование флюидальных контактов залежей пластов в виде схем, графиков и в текстовой форме, а также зеркала свободной воды (в т.ч. по данным капиллярметрии), переходных зон. Формирование соответствующих поверхностей и полигонов (внутренних и внешних контактов) в модели;

5.5.24 Оценка возможности использования сейсмических атрибутов для прогноза насыщения – при наличии.

5.5.25 Расчёт нескольких вариантов кубов насыщенности: с учётом J-функции (привести данные в табличной форме, указать используемые для моделирования зависимости, обоснования коэффициентов, перевод в пластовые условия и пр.), зависимости по ГИС, скважинные данные (указать способ распределения в межскважинном пространстве) или комбинированный способ. Выполнить сравнительный анализ и дать обоснование используемой методики;

5.5.26 Построение и сохранение в соответствующих папках Проекта карт эффективных, нефтенасыщенных толщин (эффективные нефтенасыщенные толщины строятся после обоснования контактов);

5.5.27 Создание в геологической модели WorkFlow (рабочего процесса) с описанием участков модели, не охваченных, не вовлечённых в WorkFlow, т.е. участков, требующих «ручного» вмешательства при её перестроении;

5.5.28 Представление статистики свойств по залежам: эффективная толщина, пористость, проницаемость, насыщенность в табличной форме и в виде гистограмм (исходные данные, Upscaled данные, межскважинная характеристика модели). Настроить в модели, соответствующие histogram window;

5.5.29 Расчет запасов УВ по трехмерной геологической модели. Сравнение запасов УВ и подсчётных параметров представляемой модели с запасами и подсчётными параметрами, числящимися на балансе;

5.5.30 Подготовка отчета и презентация результатов на НТС Заказчика (Построение 3Д геологической модели и обобщение всей ранее полученной информации).

5.6. Создание трехмерной гидродинамической модели и анализ состояния проблем разработки Гавриковского месторождения.

5.6.1 Сбор и подготовка исходной информации для создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей, которая включает в себя отчеты по подсчёту запасов и проектированию разработки (протоколы ФГБУ «ГКЗ» и ЦКР Роснедр по УВС), данные по пробуренному фонду скважин, результаты испытаний и исследований пластов, сведения об истории эксплуатации добывающих скважин с начала разработки месторождения, результаты лабораторных исследований керна и флюидов, результаты лабораторных и промысловых исследований различных технологий воздействия, материалы по действующей система сбора и промысловой подготовке продукции скважин.

5.6.2 Верификация исходных данных в части лабораторных исследований флюидов Гавриковского месторождения, обоснование выбора типа модели (композиционная или Black Oil), ее создание и последующая настройка на результаты исследований в специализированном ПО (t-Navigator или аналогичный).

5.6.3 Верификация исходных данных в части лабораторных исследований ядра продуктивных пластов Гавриковского месторождения для определения общего вида кривых относительных фазовых проницаемостей и определение конечных точек для масштабирования кривых ОФП;

5.6.4 Создание и адаптация трехмерной геолого-гидродинамической модели месторождения в специализированном ПО (t-Navigator или аналогичный), выполненные на основе трехмерной геологической модели, созданной в рамках данной работы;

5.6.5 Адаптация модели должна быть выполнена на исторические данные работы скважин (добыча нефти и жидкости, величины пластовых и забойных давлений, результаты ГДИ) в соответствии с «Временным регламентом оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей»;

5.6.6 Обоснование оптимальной системы разработки залежей.

5.6.7 Определение не дренируемых или мало дренируемых нефтенасыщенных зон с использованием данным контроля за разработкой: ПГИ, ГДИ, геолого-промысловые данные

5.6.8 Анализ эффективности строительства ГС с учетом их фактических профилей в сопоставлении с результатами, полученными на соседних месторождениях;

5.6.9 Анализ результатов проведения и фактических дизайнов ГРП и МГРП на пробуренном фонде скважин, определение источников и причин обводнения добываемой продукции и степени влияния проведенных ГТМ на интенсивность прорыва воды;

5.6.10 Анализ влияния фациальной принадлежности существующих и планируемых участков ГТМ на эффективность процессов нефтедобычи;

5.6.11 Подготовка отчета и презентация результатов на НТС Заказчика (Создание 3Д гидродинамической модели и обобщение всей ранее полученной информации).

5.7. Выработка мероприятий по дальнейшей эффективной разработке месторождения.

5.7.1 Выполнить районирование объектов месторождения (участку недр) по перспективам доработки, а также бурения новых скважин и боковых стволов (т.е. обосновать наилучшие зоны для дальнейшего развития);

5.7.2 Расчет технологических показателей разработки месторождения по базовому и двум рекомендуемым вариантам (с капитальными затратами и без капитальных затрат), как минимум в одном из вариантов учесть циклическую эксплуатацию обводненного фонда скважин;

5.7.3 Разработка адресной программы ГТМ с учетом обоснованной очередности бурения новых скважин, боковых стволов и выполнения неинвестиционных ГТМ;

5.7.4 Получение новой аналитической информации для принятия оперативных решений и эффективного планирования геолого-технических мероприятий (в т.ч. по повышению нефтеотдачи пластов) в условиях эксплуатации существующего фонда скважин и разбуривания новых участков Гавриковского месторождения;

5.7.5 Подготовка отчета и презентация результатов на НТС Заказчика (Программа мероприятий по дальнейшей эффективной разработке Гавриковского месторождения);

6. Формы отчетной документации.

Презентационные материалы: Геологическая и гидродинамическая модели строения Гавриковского месторождения, иллюстрирующая контуры залежей нефти Гавриковского месторождения, карты толщин, карты прогноза коллекторских свойств; трехмерная геологическая модель; трехмерная гидродинамическая модель, отражающая коэффициент текущей нефтенасыщенности; Предложение по повышению эффективности разработки Гавриковского месторождения, предложение по дальнейшей судьбе актива. Отчет.

7. Аprobация отчетных материалов.

Аprobация отчетных материалов осуществляется Заказчиком.

8. Привлечение субподрядных организаций. Привлечение субподрядных организаций для выполнения работ, указанных в настоящем геологическом задании, не допускается.

9. Сроки проведения проектируемых поисково-оценочных работ:

Начало работ – 01.07.2025г.

Окончание работ – 31.03.2026 г.

Этапы в соответствии с календарным планом (приложение №1 к настоящему ТЗ)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

на выполнение работ по теме: «Построение литолого-фациальной, трехмерной геолого-гидродинамической модели продуктивных пластов Гавриковского месторождения с целью повышения эффективности разработки»

№	Наименование работ	Сроки выполнения работ	Форма и вид отчетности
1	2	3	5
1	Сбор данных, формирования БД проекта	01.07.2025-31.07.2025	Информационный отчет. Презентация. Защита на НТС Заказчика. Акт приемки этапа
2	Обработка данных сейсморазведки 3D и 2D	01.08.2025-31.10.2025	Информационный отчет. Презентация. Защита на НТС Заказчика. Акт приемки этапа
3	Седиментологические исследования скважин, создание литолого-фациальных моделей пластов верхнетюменской подсвиты	01.08.2025-31.10.2025	Информационный отчет. Презентация. Защита на НТС Заказчика. Акт приемки этапа
4	Подготовка данных ГИС, построение петрофизической модели, интерпретация данных ГИС	01.09.2025-31.10.2025	Информационный отчет. Презентация. Защита на НТС Заказчика. Акт приемки этапа
5	Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС	01.11.2025-31.01.2025	Информационный отчет. Презентация. Защита на НТС Заказчика. Акт приемки этапа
6	Построение 3D геологической модели	01.01.2026-31.01.2026	Информационный отчет. Презентация. Защита на НТС Заказчика. Акт приемки этапа
7	Построение 3D гидродинамической модели	01.02.2026-28.02.2026	Информационный отчет. Презентация. Защита на НТС Заказчика. Акт приемки этапа
8	Анализ состояния разработки Гавриковского месторождения. Выработка мероприятий по дальнейшей эффективной разработке месторождения	01.03.2026-31.03.2026	Информационный отчет. Финальный отчет по Договору. Презентация. Защита на НТС Заказчика. Окончательный акт приемки работ