

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.  
ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Комплексная интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д и  
скважинных данных для выделения коллекторов»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 532 группы  
направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
геологического факультета  
Тимофеева Евгения Валерьевича

**Научный  
руководитель**

Д. г.-м.н., профессор

\_\_\_\_\_

С.И.Михеев

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2024

**Введение.** Целью настоящего исследования было изучение проведения цифровой обработки сейсморазведочных материалов МОГТ-3Д и комплексной интерпретации их результатов с данными ГИС на примере залежи пласта D3fm I Месторождения №1.

Результаты комплексной интерпретации использовались для выделения коллекторов и определения коэффициентов глинистости, пористости, нефтенасыщенности в отложениях терригенного девона (тиманский, пашийский горизонты и живетский ярус), карбонатного девона (семилукский, саргаевский горизонты и фаменский ярус), а также средне- и нижнекаменноугольных отложений (каширский, верейский, тульский, бобриковский, радаевский горизонты и башкирский, серпуховский, турнейский ярусы).

Для выполнения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

проанализировать геологическое строение исследуемой площади,

проанализировать методику и результаты кинематической интерпретации данных сейсморазведки,

выполнить комплексную интерпретацию данных сейсморазведки и ГИС,

уточнить структурный план залежи в фаменских отложениях верхнего девона,

проанализировать, проиллюстрировать и описать геологические результаты прогноза ёмкостных параметров пластов-коллекторов в перспективных интервалах разреза.

В выпускной работе представлена информация по геолого-геофизической изученности, геологическом строении, нефтегазоносности района работ, описана технология кинематической обработки и

интерпретации сейсмических данных, данных ГИС, технологии прогнозирования разреза по сейсмическим данным.

Работа состоит из следующих разделов: введение, геолого-геофизическая характеристика района, Методика обработки и интерпретации, геологические результаты, заключение

**Основное содержание работы. Раздел первый «Геолого-геофизическая характеристика района».** Геологический разрез района исследований представлен четвертичными, юрскими, пермскими, каменноугольными, девонскими отложениями, залегающими на архейском гранитогнейсовом фундаменте.

Район в тектоническом отношении приурочен к южной части Мелекесской впадины, которая входит в состав Волго-Уральской антеклизы.

Современный тектонический план поверхности кристаллического фундамента и осадочного чехла региона обусловлен широким проявлением разновозрастных и разнонаправленных разрывных дислокаций, среди которых преобладающими являются северо-восточные, определившие развитие основных структурных форм.

Структурный план поверхности фундамента в целом наследуется терригенными отложениями рифея и среднего девона. По верхнедевонским и нижнекаменноугольным отложениям структурный план меняется. Это связано с изменением мощности этих отложений в пределах Усть-Черемшанского прогиба, который входит в Камско-Кинельскую систему прогибов.

В осадочном чехле Мелекесской впадины выявлен целый ряд локальных поднятий. В пределах района работ находятся Лабиновское, Северо-Лабиновское и Новолабиновское поднятия.

Изучаемая площадь относится к Усть-Черемшанской зоне нефтегазонакопления Мелекесского нефтегазоносного района Мелекесско-Абдулинской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции.

Промышленные залежи нефти приурочены к отложениям верейского горизонта и башкирского яруса среднего карбона, бобриковского, радаевского горизонтов и турнейского яруса нижнего карбона и к фаменскому-франскому ярусам верхнего девона.

Исходя из литологической характеристики разреза, распределения нефтяных залежей и нефтепроявлений, в разрезе выделяется четыре нефтегазоносных комплекса:

- терригенный комплекс девона;
- карбонатный комплекс верхнего девона – нижнего карбона;
- терригенный комплекс нижнего карбона;
- терригенно-карбонатный комплекс карбона.

В скоростном отношении в разрезе чётко выделяются три литолого-стратиграфических комплекса: низкоскоростная терригенная мезокайнозойская толща, карбонатный высокоскоростной пермско-каменноугольно-девонский комплекс и, сравнительно, низкоскоростной комплекс отложений терригенного девона.

**Раздел второй «Методика обработки и интерпретации».** Полевой сейсмический материал был получен с использованием различных систем наблюдений. По результатам этих работ был сформирован единый куб, с плотностью 25 x 25 м и переменной кратностью 30-72, площадью 110 кв. км, состоящий из 770 разрезов Inline и 370 разрезов Xline.

В результате обработки сейсмического материала был получен суммарный временной мигрированный куб сейсмических данных с шагом между трассами 25 м, состоящий из 770 разрезов Inline, параллельных линиям приёма, и 370 разрезов Xline, параллельных линиям возбуждения. Полученные материалы характеризуются хорошей динамической выраженностью,

высокой разрешённостью сейсмической записи, а также достаточно уверенным прослеживанием целевых отражающих горизонтов. Применённые при обработке процедуры и параметры позволили сохранить и подчеркнуть особенности волнового поля, необходимые для проведения корректной интерпретации.

Материалы геофизических исследований скважин по Месторождению № 1 использовались с целью выделения коллекторов и определения коэффициентов глинистости, пористости, нефтенасыщенности в отложениях терригенного девона (тиманский, пашийский горизонты и живетский ярус), «карбонатного девона» (семилукский, саргаевский горизонты и фаменский ярус), а также средне- и нижнекаменноугольных отложений (каширский, верейский, тульский, бобриковский, радаевский горизонты и башкирский, серпуховский, турнейский ярусы).

В 6-ти скважинах был проведён полный комплекс промыслово-геофизических исследований: стандартный каротаж, кавернометрия, боковой каротаж, боковое каротажное зондирование, микробоковой каротаж, индукционный каротаж, микрозонды, радиоактивный каротаж, акустический каротаж, резистивиметрия.

В скважине № 1 был проведен сокращенный комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий стандартный каротаж, кавернометрию, радиоактивный каротаж.

Изучаемые отложения представлены карбонатными и терригенными породами.

Коллекторы в рассматриваемом разрезе были выделены, исходя из выполненного комплекса ГИС, на основе качественных и количественных признаков. В качестве количественных критериев применялись граничные значения коэффициентов пористости и глинистости.

В фаменском ярусе, семилукском и саргаевском горизонтах карбонатные породы имеют трещинный тип пористости, поэтому величина  $K_{п гр}$  была принята равной 4.0%. Граничное значение  $K_{гл}$  для терригенных отложений было принято равным 25%, для карбонатных пород  $K_{гл гр} = 10\%$ . Обработка и интерпретация данных ГИС по скважинам осуществлялась с использованием программного комплекса «Геопоиск».

Характер насыщения коллекторов определялся по результатам интерпретации данных ГИС с учетом данных опробования и керна. Пласты считались продуктивными при  $K_n > 0.5$  и водонасыщенными при  $K_n < 0.4$ ; в интервале от 0.4 до 0.5 характер насыщения коллекторов неоднозначен.

Проведенная интерпретация данных ГИС по Месторождению № 1 позволила выделить коллекторы и выполнить определения коэффициентов глинистости, пористости, нефтенасыщенности в отложениях терригенного девона (тиманский, пашийский горизонты и живетский ярус), карбонатного девона (семилукский, саргаевский горизонты и фаменский ярус), а также средне- и нижнекаменноугольных отложений (каширский, верейский, тульский, бобриковский, радаевский горизонты и башкирский, каширский, веневский, михайловский, алексинский, серпуховский, турнейский ярусы).

Интерпретация сейсмического материала осуществлялась по мигрированному до суммирования временному кубу данных МОГТ-3Д (110 кв. км) с использованием интерпретационного комплекса ИНПРЕС.

Во временной области привязаны и прокоррелированы следующие отражающие горизонты: AR, D<sub>3tm</sub>, D<sub>3sm</sub>, D<sub>3fm</sub>, C<sub>1t</sub>, C<sub>1bb</sub>, C<sub>1tl</sub>, C<sub>2b</sub>, C<sub>2vr</sub>, P<sub>2kz</sub>. P<sub>2kz</sub> – кровля казанского яруса верхней перми; горизонт динамически слабо выражен, но опознаётся уверенно; корреляция выполнена по положительной фазе ( $T_0 = 0.250 - 0.340с.$ ).

C<sub>2vr</sub> – подошва карбонатных отложений каширского горизонта, имеет хорошую динамическую выраженность; коррелируется по отрицательному экстремуму ( $T_0 = 0.630 - 0.710с.$ ).

C<sub>2</sub>b – подошва низкоскоростной терригенной толщи верейско-мелекесского комплекса; привязывается к первому положительному экстремуму двухфазного суммарного отражения ( $T_0 = 0.650 - 0.730$ с.).

C<sub>1</sub>tl – кровля тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона; приурочен к границе перехода от карбонатных отложений к терригенным; на временных разрезах коррелируется в области отрицательного экстремума волны ( $T_0 = 0.780 - 0.850$ с.).

C<sub>1</sub>bb – кровля бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона; приурочен к границе перехода от терригенных отложений к карбонатным; на временных разрезах коррелируется в области положительного экстремума волны ( $T_0 = 0.790 - 0.860$ с.).

C<sub>1</sub>t – кровля турнейского яруса; формируется в интервале кровли высокоскоростных карбонатов - подошвы терригенного интервала. При сходе с борта на территории Месторождения № 1 кровля турнейского яруса представляет собой закарстованную поверхность карбонатов. Отражение неустойчивое, фаза следится с перерывами. Коррелируется по положительной фазе ( $T_0 = 0.840 - 1.080$ с.).

D<sub>3</sub>fm - условно отражающий горизонт, соответствует переходу от карбонатно-глинистой породы турнейского яруса нижнего карбона к фаменским чистым известнякам. По данным СК и АК привязывается к положительному экстремуму ( $T_0 = 0.920 - 1.080$ с.).

На Месторождении № 1 мощность интервала D<sub>3</sub>fm - C<sub>1</sub>t мала (12 - 26 м). В скважине № 40 турнейские отложения полностью размыты. Ввиду малой мощности между C<sub>1</sub>t и D<sub>3</sub>fm корреляция этих отражающих горизонтов проведена в пределах одной положительной фазы.

D<sub>3</sub>sm – кровля семилукских отложений франского яруса верхнего девона. Отражение связано с подошвой высокоскоростного карбонатного

пласта. Имеет хорошую динамическую выраженность, коррелируется по отрицательному экстремуму ( $T_0 = 1.050 - 1.190\text{с.}$ ).

$D_{3tm}$  – кровля тиманско-пашийских терригенных отложений (кровля терригенного девона). Отражение является интерференционным, динамически неустойчивым. На временных разрезах коррелируется в области отрицательного экстремума волны ( $T_0 = 1.070 - 1.220\text{с.}$ ).

AR – поверхность кристаллического фундамента. Фаза слабая, динамически невыразительная. Регистрируется в интервале кратных и частично-кратных волн, индуцированных многочисленными вышележащими резкими границами. Коррелируется по отрицательному экстремуму ( $T_0 = 1.160 - 1.270\text{с.}$ ).

**Раздел третий «Геологические результаты».** Прогноз коллекторских свойств проведён по результатам сейсмической инверсии. Для проведения инверсии, получения кубов сейсмических атрибутов и прогноза коллекторских свойств использовался пакет программ Geoview (CGG Veritas Hampson-Russell).

Технология прогноза включала следующие этапы:

1. Акустическая инверсия и получение куба акустического импеданса.
2. Согласованная AVO/AVA инверсия, получение кубов акустического, сдвигового импедансов и плотности.
3. Расчёт кубов AVO-атрибутов.
4. Геостатистический прогноз емкостных параметров по набору сейсмических атрибутов для целевого интервала. Расчёт карт прогнозных параметров.

Прогноз параметров по набору сейсмических атрибутов выполнен с использованием модуля ISMap. Прогнозные параметры в целевом интервале рассчитывались по данным ГИС в двенадцати скважинах и подавались на



вход в текстовых файлах и в виде кривых поточечной интерпретации. Используются средневзвешенные значения коэффициента общей пористости -  $K_p$ , эффективные толщины -  $H_{эф}$ , коэффициент эффективной толщины  $K_{эф.т.} = H_{эфф.}/H_{общ.}$  для карбонатных пород фаменского интервала, коэффициент массовой глинистости –  $C_{гл}$ .

Для определения парных корреляционных связей вначале использован одноатрибутный анализ. В процессе расчёта протестированы различные нелинейные трансформанты прогнозируемого параметра и атрибутов. С целью подавления некоррелируемого шума и повышения коэффициента корреляции проводилось сглаживание слайсов с радиусом 150-200 м.

Для повышения тесноты линейной связи параметров с атрибутами далее был использован многоатрибутный анализ. Для комбинации из двух, трёх и т. д. атрибутов рассчитывались многомерные линейные корреляционные связи, соответствующие коэффициенты корреляции, ошибки прогноза и ошибки валидации.

Результаты многоатрибутного анализа для прогноза  $K_{эф.т.}$  фаменских отложений показали, что прогнозные значения  $K_{эф.т.}$  находятся в пределах 0.0 - 0.34 д.ед., при этом большая часть прогнозных значений находится в интервале реального разброса по скважинам (интервал заштрихован серыми вертикальными линиями).

Результаты прогнозирования по фаменскому горизонту были использованы для локализации зон замещения коллекторов в пределах Месторождения № 1. По граничным значениям были определены линии замещения коллекторов для продуктивного пласта  $D_{3fm} I$ , что было учтено при пересчёте запасов.

Для оконтуривания выявленных залежей использовались прогнозные карты распределения эффективной толщины коллекторов ( $H_{эф}$ ) и распределения доли коллекторов ( $K_{эф.т.}$ ) в пласте 1 фаменских отложений.

Площадь запасов нефти категории  $C_1$  по пласту  $D_3fmI$  в районе скважины № 37 была ограничена линией ВНК, взятого условно по абсолютной отметке минус 1858 м и контуром запасов категории  $C_1$ .

Площадь запасов нефти категории  $C_2$  принята в пределах условного ВНК, линий замещения коллекторов, проведённой условно по граничному значению распределения доли коллекторов (Кэ.т.) 0,125 и границей категории  $C_1$ .

Отметка ВНК соответствует нижним перфорационным отверстиям интервала опробования 1938 - 1959 м (абсолютные отметки «-1837» - «-1858 м»), давшего приток нефти дебитом  $37,3 \text{ м}^3/\text{сут}$  через  $d_{\text{шт}} = 6 \text{ мм}$ .

Граница категории  $C_1$  проведена по квадратному элементарному участку со стороной, равной шагу эксплуатационной сетки со скважиной в центре (от скважины № 37 на расстоянии 500 м). Площадь запасов нефти категории  $C_2$  по пласту  $D_3fmI$  в районе скважины № 40 ограничена условным ВНК, принятом по оконтуривающей изогипсе минус 1860 м.

Геологические результаты прогноза емкостных параметров пластов-коллекторов в перспективных интервалах разреза следующие. Перспективными интервалами являются карбонатные породы фаменского яруса. Прогнозирование емкостных параметров карбонатных коллекторов выполнено по результатам комплексной интерпретации сейсмических атрибутов с данными ГИС по скважинам №№ 30, 32, 37, 38, 39, 40 и №1 с использованием программного пакета Geoview (CGG Veritas Hampson-Russel).

Закключение. Результатами являются прогнозная карта для интервала фаменских отложений, карта эффективной толщины коллекторов (Нэф). Выполненный прогноз ёмкостных свойств карбонатных коллекторов верхнего девона свидетельствует об их достаточно высоких величинах, способствующих формированию промышленно значимых залежей нефти.

Полученные структурные и прогнозные карты позволили уточнить количество запасов УВ по фаменскому горизонту. Суммарные геологические и извлекаемые запасы нефти фаменских залежей пласта  $D_3fmI$  по категории  $C_1+C_2$  составляют соответственно 2533 тыс. т и 371 тыс. т.