

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

**«ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НОВОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ДАННЫМ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
направления 05.03.01 геология
геологического факультета СГУ
Зарезина А.А.

Научный руководитель
к.г.-м.н., доцент

дата, подпись

Е.Н. Волкова

Научный консультант
к.г.-м.н., доцент

дата, подпись

К.Б. Сокулина

Заведующий кафедрой
к.г.-м.н., доцент

дата, подпись

Е.Н. Волкова

Введение. При подсчёте запасов и разработке нефтяных и газовых месторождений, общепринятой стала практика проведения геологического моделирования. Технологии геологического моделирования базируются на данных 2D и 3D сейсморазведки, данных ГИС, результатах опробования скважин и их эксплуатации, геологической информации.

В настоящее время разработаны геофизическими и нефтяными компаниями пакеты прикладных программ, позволяющие с разной степенью технологичности осуществлять интегрированную обработку и интерпретацию геолого-геофизических и промысловых данных для решения упомянутых выше задач.

Геологическое моделирование актуально в современном производстве и проектировании.

Цель бакалаврской работы – построение геологической модели Нового месторождения по данным 3D сейсморазведки и данным ГИС.

Для выполнения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Построение структурной модели по данным 3D сейсморазведки;
2. Осуществление интерпретации ГИС с целью выделения коллекторов.
3. Построение трёхмерной геологической модели на основе структурного каркаса данных 3D сейсморазведки и данных интерпретации ГИС.

Поставленные задачи являются актуальными для создания геологической модели, без которой в настоящее время не обходится ни одна гидродинамическая модель, и которая является основой для подсчёта запасов месторождений УВ.

Содержание работы. Геолого-геофизическая изученность. Территория исследования, а именно Новое месторождение расположено в Новоспасском районе Ульяновской области. К началу XX века на данной

территории были выявлены основные черты геологического строения, получен обильный материал по стратиграфии юрской, меловой и палеогеновой систем. Планомерное изучение геологического строения Ульяновской области началось с 1940-х годов прошлого века с развитием геолого-геофизических исследований на нефть и газ и открытия в пределах Жигулёвской дислокации месторождений углеводородов Яблоневый Овраг и Сызрано-Заборовского.

Территория Нового лицензионного участка покрыта различными геолого-геофизическими съёмками: грави-, магнито-, электрометрические работы применялись для решения рекогносцировочных и региональных задач, в качестве поисковых методов использовалось структурное бурение, сейсморазведка и поисково-разведочное бурение. Были проведены: - гравиметрические исследования, аэромагнитные исследования, электроразведочные исследования. В результате проведения гравиметрических, аэромагнитных и электроразведочных работ 40-50 годов составлена схематическая карта рельефа фундамента и тектоническая схема Ульяновского Поволжья.

В 1950 году было начато структурное бурение на Новой площади, где по данным геофизики, был выявлен гравитационный максимум и имелись данные геологической съёмки. В результате этого бурения в 1950 году было закартировано Новое поднятие.

В 1982-1984 годах проводились сейсморазведочные работы МОГТ-2D по редкой сети профилей. Новая структура выделена локальным поднятием по отражающим горизонтам карбона и девона на одном из профилей.

В 2005 году ОАО «Костромагеофизика» были выполнены работы по переинтерпретации сейсмических материалов Тимирязевской площади. В результате выполненных работ были подтверждены Новая, Новоспасская и Александровская.

Пробуренными скважинами вскрыты осадочные породы: квартер, меловые, юрские, каменноугольные и девонские, залегающие на поверхности кристаллического фундамента архейского возраста.

Согласно схеме тектонического и газонефтегеологического районирования Среднего Поволжья Новое месторождение расположено в северной части Жигулёвской вершины Жигулёвско-Пугачёвского свода, входящего в Волго-Уральскую антеклизу.

Жигулёвско-Пугачёвский свод является антиклинальной структурой I порядка, выраженной как по поверхности фундамента, так и по вышележащим отложениям палеозойского осадочного чехла. Жигулёвско-Пугачёвский свод с севера ограничен крутой флексурой, которая переходит в Кузнецкую седловину, с запада свод ограничивается Павловским прогибом, южная и восточная границы свода уходят за пределы Ульяновской области.

В пределах Ульяновской области по поверхности фундамента Жигулёвско-Пугачёвский свод характеризуется сложно расчленённым рельефом. Вдоль северной флексуры свода расположен Жигулёвский вал субширотного простирания, южнее его расположены Александровский и Радищевский валы, разделённые между собой Адоевским прогибом.

Указанные структурные элементы в результате тектонических движений по северо-западным разрывным дислокациям ступенчато погружаются в юго-западном направлении и довольно резко обрываются с запада Павловским прогибом.

Фундамент разбит нарушениями и имеет блоковое строение.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, Новый лицензионный участок относится к Жигулевской зоне нефтегазонакопления Жигулевско-Пугачевского нефтегазоносного района Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции. В восточной, наиболее погруженной части, продуктивными являются отложения девона и карбона (месторождения Зольненское, Стрельненское, Жигулевское и Яблоневый Овраг). Все другие локальные поднятия, расположенные

западнее, содержат пласты промышленного значения только в отложениях нижнего карбона и небольшие залежи в среднем карбоне. В крайнем западном продолжении Жигулевского вала в Ульяновской и Пензенской областях выявлены залежи нефти в бобриковском и тульском горизонтах визейского яруса (Репьевское, Новоспасское, Голодяевское, Варваровское, Славкинское, Барановское, Комаровское и Верхнезимское месторождения).

По наличию в разрезе пластов с хорошими коллекторскими свойствами, данных опробования и исследования, комплексного изучения поднятого керна, материалов ГИС и имеющимся нефтепроявлениям, на территории проектируемого района работ выделяются следующие нефтегазоносные комплексы:

- девонский терригенный комплекс;
- верхнефранско-турнейский карбонатный комплекс;
- терригенный и карбонатный комплексы нижнего карбона;
- алексинско-башкирский карбонатный комплекс;
- верейский терригенный комплекс

В основу стратиграфической схемы геологической модели положены результаты сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, выполненных в 2008 году ООО «ЛАРГЕО», данных бурения и исследований скважин №№ 1, 2, 3, 5, 6, 7, 11 Новых. Сейсморазведочными работами установлено, что по отражающему горизонту «С₁tl» Новая структура представлена двухвершинной брахиантиклиналью, по отражающим горизонтам «С₂b» и «С₁tl» структура распадается на два самостоятельных поднятия: северное и южное.

Карта кровли коллектора продуктивного пласта Т_{л2} отстраивалась на основе карты отражающего горизонта «С₁tl» (кровля тульских терригенных отложений визейского яруса);

Карта кровли коллектора пласта А₄, отстраивалась по карте отражающего горизонта «С₂b» (кровли карбонатных отложений башкирского яруса), представленных в «отчете о проведении работ по обработке и

интерпретации материалов детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-3D...».

Для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов использовались данные ГИС по скважинам. Фильтрационная характеристика ($K_{пр}$) определялась на образцах керна скважины № 11 методом фильтрации газа. Для эффективных интервалов по результатам лабораторных исследований керна с использованием значений $K_{п}$ и $K_{пр}$, были установлены петрофизические зависимости $K_{пр}=f(K_{п})$ для продуктивных пластов A_4 и $T_{л2}$. В процессе интерпретации данных ГИС была установлена слабая зависимость между этими параметрами, поэтому для расчета $K_{пр}$ по рассчитанным значениям $K_{п}$ зависимости не использовались.

В данной работе использовались критические значения ФЕС, определенные исходя из абсолютной газопроницаемости и эффективной пористости, установленных при лабораторных исследованиях керна скважины № 11 Новой.

Нижние предельные значения коллекторских свойств башкирских отложений определены с учетом комплекса петрофизических параметров пород через фазовую проницаемость и эффективную пористость.

В диапазоне минимальных фильтрационно-емкостных свойств пористой среды фазовая проницаемость по УВ жидкости или газу обычно очень низкая в силу высокой остаточной водонасыщенности, изменяется незначительно и может быть принята практически постоянной, которой до каких-то значений проницаемости по газу и открытой пористости можно пренебречь. Затем, по мере улучшения фильтрационных свойств пород, она резко возрастает и стремится к величине абсолютной газопроницаемости. Эта экстремальная точка разделяет всю совокупность пород того или иного пласта на две группы, и, как критерий их существенного качественного отличия, позволяет дифференцировать неколлектор от коллектора, то есть устанавливать нижнее предельное значение по проницаемости ($K_{пр}^{ГР}$).

Следовательно, оно фиксирует такое значение абсолютной проницаемости, начиная с которого в породе возможна фильтрация УВ флюида.

Пористость коллекторов оценивалась по данным методов: радиоактивного, акустического (скважина №11), гамма-гамма плотностного (скважина 11).

По результатам анализа исходного материала, Новое месторождение многопластовое, однофазное, нефтяное, с ловушками антиклинального типа.

Залежь продуктивного пласта A_4 - пластовая, сводовая, литологически ограниченная замещением в северо-восточной части, по фазовому состоянию - нефтяная. Коллекторы, представлены известняками, покрывкой залежи пласта A_4 являются глинистые отложения верейского яруса и плотные известняки башкирского яруса, залегающие в подошве этого пласта).

Залежь продуктивного пласта $T_{л2}$ – пластовая, литологически экранированная; залежь по фазовому состоянию - нефтяная. Коллекторы представлены известняками и доломитами; покрывкой пласта $T_{л2}$ служат глины и плотные известняки тульского горизонта, подстилается пласт маломощной пачкой темно-серых плотных глин.

Залежи вскрыты бурением по всей толщине и полностью освещены геофизическими исследованиями, что дает возможность отстроить геологическую модель месторождения и корректно провести подсчет запасов.

Цифровая геологическая модель Нового месторождения разрабатывалась с использованием программного комплекса RMS. Данный программный комплекс представляет собой совокупность взаимосвязанных модулей, отвечающих за определенные этапы моделирования.

Для построения цифровой модели месторождения использовались следующие исходные данные:

- координаты скважины лицензионного участка
- структурные поверхности опорных отражающих горизонтов по данным 3D сейсморазведки 2005 года;

- результаты интерпретации ГИС, содержащие информацию о толщинах пород-коллекторов, их физико-емкостных свойствах и характере насыщения.

Для создания геологической модели Нового месторождения использовались непрямоугольные сетки, значения петрофизических параметров в которых присваиваются узлам сетки (тип corner point). Этот тип сетки используется в большинстве современных программных продуктов и более удобен для дальнейшего гидродинамического моделирования.

Так как отложения залегают с малыми углами наклона, без локальных осложнений структуры, были приняты равные размеры ячеек по площади.

В данном случае, исходя из малых размеров структуры, для всех горизонтов (как для структурных поверхностей, так и для модельной сетки) был принят 25 на 25 метров.

Толщина слоев ячеек трехмерной модельной сетки по вертикали выбиралась в соответствии с детальной неоднородностью разреза, выявленной по данным ГИС, таким образом, чтобы средняя толщина ячейки была максимально приближена к шагу квантования оцифровки данных ГИС (в данном случае – 0,2 м), для чего рассчитывалась средневзвешенная толщина продуктивного пласта и делилась на шаг квантования. Использование сетки более высокой детальности не имеет смысла, так как толщины прослоев в коллекторах - не ниже 0,4 м.

Источником данных для построения структурной основы модели послужили результаты интерпретации данных детальной сейсморазведки - структурные карты по горизонтам C_{1tl} и C_{2b} .

По результатам интерпретации данных ГИС выделялись отметки кровли и подошвы продуктивных пластов-коллекторов, опорная сейсмическая карта являлась трендом для построения кровли и подошвы продуктивных пластов.

Для построения структурных поверхностей использовался алгоритм Local B-spline, позволяющий работать с любым количеством скважин и

эффективно использующий тренды. После построения карты кровли коллекторов, поверхность подошвы отстраивалась опусканием поверхности кровли на глубину, равную толщине интервала.

Модельная геологическая сетка рассчитывалась таким образом, чтобы ориентация слоев ячеек повторяла структурные особенности строения месторождения (т.е. была субпараллельна кровле и подошве пласта коллектора). В условиях послойного осадконакопления подобное строение помогает максимально корректно рассчитать распределение петрофизических параметров и литологии в пластах.

Исходными данными для построения сеток петрофизических параметров являлись результаты интерпретации ГИС. Для каждого продуктивного пласта в целом был подготовлен набор массивов значений со следующими петрофизическими параметрами:

- коэффициент пористости по продуктивной и водоносной частям коллектора;
- коэффициент нефтегазонасыщенности.

Произведено осреднение скважинных данных на сетку (blocked wells), т.е. определены ячейки сетки, пересекаемые скважинами, которым присвоены литофациальные параметры. Так как вертикальный размер сетки соизмерим с плотностью скважинных данных (шаг квантования 0,2 м и минимальная толщина элементарного слоя сетки 0,2 м), то осреднение скважинных данных прошло без искажения исходной информации.

В межскважинном пространстве распределение литофациальных и петрофизических параметров в ячейки модельной сетки производилось методом детерминистской интерполяции.

Процесс интерполяции осуществляется в несколько стадий, при помощи оригинального алгоритма Roxar RMS.

Для каждой ячейки сетки:

- находятся все ячейки с определенными значениями, попадающие в эллипсоид интерполяции, который задается радиусами интерполяции и ее ориентацией;

- вычисляются веса таких ячеек в соответствии с их расстоянием от центра эллипсоида интерполяции. Ближайшие ячейки с определенными значениями имеют наибольший вес;

- каждой ячейке присваивается значение, основанное на значениях определенных ячеек с учетом их весов.

Для моделирования литологии в данной модели использовался параметр песчаности (NTG).

Для расчета параметра пористости выбирался стратиграфический тип интерполяции (вертикальная интерполяция происходит в соответствии с геометрией слоев, согласно залеганию) с радиусами интерполяции по горизонтали - 5 на 5 км (для того, чтобы влияние каждой определенной ячейки охватывало всю территорию), по вертикали – приближенно к шагу квантования, то есть 0.2 м, для того, чтобы максимально точно учесть все пропластки коллекторов. Для расчета нефтенасыщенности использовался горизонтальный тип интерполяции (интерполяция производится строго по горизонтали, без учета особенностей залегания пластов). Для корректной модели насыщения необходимо построение зависимости насыщения от высоты над зеркалом чистой воды. В данном случае расчет петрофизических параметров очень схематичный, поэтому использовать подобную зависимость некорректно. Для дифференциации насыщения созданы секущие поверхности ВНК, с использованием которых был отстроен дискретный параметр характера насыщения (нефть-вода), используемый при интерполяции нефтенасыщенности и построении параметра нефтенасыщенного объема коллекторов.

В результате построения трехмерной геологической модели Восточного месторождения были получены:

- структурные карты по кровлям и подошвам коллекторов продуктивных пластов с размерами ячеек 25×25 м.,

- трехмерные геологические сетки петрофизических параметров (пористости, нефтегазонасыщенности и типа насыщения) продуктивных пластов.

- геометрические, поровые и нефтенасыщенные объемы коллекторов.

Заключение. В результате выполнения бакалаврской работы были решены поставленные задачи для осуществления основной цели – построения трехмерной геологической модели Нового месторождения.

В ходе написания бакалаврской работы, для построения модели были выполнены все поставленные задачи, а именно:

1. построена структурная модель по данным 3D сейсморазведки;
2. в результате интерпретации ГИС, были выделены коллектора по восьми поисково-разведочным скважинам (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 11).
3. построена трёхмерная геологическая модель, на основе структурного каркаса данных 3D сейсморазведки и данных интерпретации ГИС.

Полученные 3D геологические модели будут использованы в подсчете запасов Нового месторождения.

В ходе работы, мною были получены необходимые профессиональные знания и навыки по геологическому моделированию.