

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

**«ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧЕБНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ ПО КОМПЛЕКСУ  
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 501 группы  
направления 05.03.01 геология  
геологического факультета СГУ  
Трусова Евгения Анатольевича

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

Саратов 2016

**Содержание.** 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 Учебного месторождения по данным 3D сейсморазведки и данным ГИС. Объектами моделирования являются пласты  $A_2$  и  $A_3$  верейского горизонта.

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.

Учебное месторождение расположено в северо-восточной части Ульяновской области на территории Мелекесского района

**Содержание работы.** Геологическое изучение месторождения и сопредельной территории началось с середины 30-х годов прошлого века с проведения средне- и крупномасштабных геолого-структурных съемок.

В период с 1955 по 1958 года вся территория области была покрыта аэромагнитной съемкой.

В 1977-78 гг. была проведена детальная аэромагнитная съемка. В 50-е годы прошлого века территория Ульяновской области была покрыта гравиметрической съемкой, а с 1978 года начали проводиться детальные высокоточные гравиметрические работы с целью выявления зон и участков развития рифогенных структур.

С 1947 по 1953 года в Мелекесской впадине проводились электроразведочные работы методом ВЭЗ, а с 1963 года – методами ЗСП и МТЗ с целью картирования рельефа фундамента.

Сейсморазведочные работы в пределах Мелекесской впадины Ульяновской области проводились с 1959 года.

Сейсморазведочными работами с/п 5/81 был выявлен антиклинальный прогиб и подтверждено наличие Учебного осложнения.

По результатам работ с/п 7/82 было уточнено строение Радужной и Учебной структур, Пограничного, Большеавралинского, Лугового и Малоавралинского структурных осложнений. Учебная структура была выделена по всем отражающим горизонтам без существенного смещения сводов в плане.

В результате работ с/п 7/83 уточнено и детализировано строение Учебной и Большеавралинской структур.

Результатами сейсморазведочных работ 2D 1981-1983 годов было выявлено что, Учебная структура неправильной куполовидной формы.

Для изучения скоростной модели среды было проведено вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП).

В результате вышеперечисленных исследований было проведено тектоническое районирование территории, установлена стратиграфия и

изучен литолого-петрографический состав осадочного чехла, выделены перспективные на нефть комплексы, выявлены и подготовлены к глубокому бурению локальные структуры, открыты и разведаны нефтяные месторождения.

В 1986-87 гг. в пределах Учебной структуры ПГО "Нижневолжскгеология" пробурены поисковые скважины 14, 15 и 16.

Скважина 15 Учебная, при опробовании которой получены промышленные притоки нефти из терригенных отложений бобриковского горизонта, стала первооткрывательницей Учебного месторождения.

Скважины бурились с отбором керна.

Признаки нефтеносности в керне были встречены в отложениях башкирского яруса, в терригенных отложениях бобриковского горизонта, в карбонатах турнейского яруса.

На Учебном месторождении осадочный чехол сложен преимущественно палеозойскими отложениями. Наиболее полный разрез вскрыт скважинами 14 и 15 Учебными, которые были пробурены до глубин 2503 м и 2501 м.

**В тектоническом отношении** Ульяновская область занимает краевые зоны Токмовского (расположен на северо-западе области только своей краевой юго-восточной частью), Татарского (расположен на северо-востоке области только своей краевой юго-западной частью), Жигулевско-Пугачевского (южная часть области) сводов и большую часть разделяющей их Ульяновской межсводовой мобильной зоны.

В пределах этой крупной отрицательной структуры выделяют Мелекесскую впадину, ограниченную двумя региональными разломами на северо-западе - Прикамским, а на юге - Жигулевским. Южнее Прикамского разлома параллельно ему по кровле фундамента проходит Ульяновско-Мокшинский разлом также северо-западного направления. Юго-восточнее Ульяновско-Мокшинского разлома, наиболее погруженную часть Мелекесской впадины выделяют как Ставропольскую депрессию, которая

является одной из крупнейших отрицательных структур II порядка Волго-Уральской области.

Для более детального исследования в 2004 году сейсморазведочной партией 10/04 ОАО "Костромагеофизика" на Учебном участке была проведена съемка МОГТ 3D.

**Нефтегазоносность месторождения.** Учебное месторождение относится к Восточно-Зимницкой зоне нефтегазонакопления Мелекесского нефтегазоносного района Мелекесско-Абдулинской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции.

По литологической характеристике осадочных отложений, распределению нефтяных залежей и нефтепроявлений, в разрезе Учебного месторождения выделяется четыре нефтегазоносных комплекса (НГК):

- Нефтеперспективный терригенный комплекс девона;
- Нефтеносный карбонатный комплекс верхнего девона – нижнего карбона;
- Нефтеносный терригенный комплекс нижнего карбона;
- Нефтеносный терригенно-карбонатный комплекс среднего (верхнего) карбона.

**Методика выделения коллекторов. Получение структурной основы для построения геологической модели.**

Геологическая модель продуктивного пласта  $A_2+A_3$  Учебного месторождения базируется на структурных построениях, полученных в результате сейсморазведочных работ МОГТ-3D.

На рассматриваемой территории отмечается общее неравномерное погружение всех ОГ палеозоя на северо-запад. Учебная структура выделяется по всем горизонтам, но ее размеры, амплитуда, форма и положение свода по различным отражающим горизонтам не совпадают.

Поверхность, построенная по самому глубокому прослеженному ОГ R, имеет небольшие размеры (0.8x0.5 м). Поднятие имеет овальную форму, немного вытянутую в западном направлении.

По кровле терригенного девона (ОГ D<sub>3tm</sub>) структура также характеризуется небольшими размерами и в целом имеет унаследованный характер.

Выше ОГ D<sub>3tm</sub> прослежен отражающий горизонт C<sub>1t</sub>. По кровле турнейского яруса структура представляет собой антиклинальную складку, включающую скважины 14 и 15, с двумя осями простирания в юго-западном и юго-восточном направлениях.

По кровле тульского горизонта (ОГ C<sub>1tl</sub>) поднятие также имеет две оси простирания в юго-западном и юго-восточном направлениях.

Наибольшую амплитуду (20-25 м) структура имеет по горизонтам среднего карбона. Размеры структуры по ОГ C<sub>2b</sub> и ОГ C<sub>2vt</sub> меньше, чем по горизонтам нижнего карбона.

По ОГ P<sub>1</sub> структура выполаживается.

Помимо Учебной структуры к северо-востоку от нее выявлено Северо-Учебное локальное поднятие меньших размеров и амплитуды, которое может представлять интерес для последующих исследований

**Выделение коллекторов по комплексу ГИС.** При построении геологической модели кроме данных сейсморазведки учитывались данные глубокого бурения и геофизических исследованиях скважин. Были учтены данные по следующим методам: кажущегося сопротивления (КС), собственной поляризации (ПС), кавернометрии (КВ), радиоактивного метода (РМ), гамма-активности пород (гамма-метод - ГМ) и нейтронного гамма-метода (НГМ).

Детальные исследования в эксплуатационных скважинах проводились в перспективных интервалах методами РМ, АМ (акустический метод), КВ, бокового метода (БМ), микробокового метода (МБМ) и индукционного метода (ИМ).

Выделение пластов-коллекторов в разрезах скважин Учебного месторождения в верейских отложениях, представленных карбонатными

породами, проведено по наличию прямых качественных и косвенных признаков.

Прямые качественные признаки порового коллектора обусловлены проникновением в пласты фильтрата ПЖ. Признаками этого является:

- сужение диаметра ствола скважины;
- радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубиной исследований - комплекс МБМ, БМ и ИМ.

Наличие глинистой корки наблюдается на диаграммах кавернометрии в интервалах залегания пластов-коллекторов во всех скважинах, что обусловлено проникновением в пласты фильтрата промывочной жидкости.

Наличие радиального градиента сопротивлений установлено сравнением показаний однотипных зондов с разным радиусом исследований во всех скважинах, где был проведен комплекс зондов МБМ, БМ и ИМ. Это обусловлено формированием в коллекторах зоны проникновения (ЗП), удельное сопротивление ( $\rho_{зп}$ ) которой отличается от удельного сопротивления ( $\rho_n$ ) неизменной части пласта.

Из косвенных качественных признаков выделенные пласты характеризуются пониженными значениями ГМ, что свидетельствует о том, что данные пласты могут принадлежать к коллекторам. Относительно невысокая глинистость ( $K_{гл} < 30\%$ ), так же характеризует выделенные пласты по своим емкостным свойствам как коллекторы. Из эффективных толщин исключались прослой глинистых разностей.

Выделение коллекторов производилось только по прямым качественным и косвенным признакам с учетом результатов опробования в скважинах 14, 18 и 19 Учебных, что является более точным и надежным методологически, чем с применением граничных значений

Для построения геологической модели в скважинах 14, 15 и 16 принимался коэффициент пористости, определенный по данным НГМ, т.к. в них отсутствует запись кривой АМ. В скважинах 13, 17, 18 и 19 принимался средний коэффициент пористости, рассчитанный по данным АМ и НГМ.

Для оценки глинистости коллекторов использовались данные ГМ.

Была произведена эталонировка диаграмм  $\Gamma^y$  с использованием значений интенсивности гамма – излучения в опорных пластах.

Для каждого исследуемого пласта вычислялся двойной разностный параметр.

Применение разностного параметра позволяет исключить влияние индивидуальных особенностей радиометрической аппаратуры.

Все определения величины  $C_{gl}$  производились по палетке Ларионова В.В.

Был произведен расчет объемного содержания глинистого материала в породе – коэффициента объемной глинистости.

Далее рассчитывалась поправка за содержание глинистого материала.

Рассчитанные таким образом поправки за глинистость были внесены в коэффициенты пористости пластов-коллекторов.

Определение нефтенасыщенности по данным ГИС проводилось по методу сопротивлений, основанному на зависимости удельного сопротивления коллектора от содержания в нем воды.

Расчет параметра  $R_n$  производился по формуле, полученной по данным лабораторных исследований керна для карбонатных пород верейского горизонта Мордовоозерского месторождения, которое находится в непосредственной близости от Учебного.

Удельное сопротивление пород при 100% водонасыщенности пласта определено по зависимости параметра пористости от коэффициента пористости.

**Построение структурных моделей залежей и распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов.**

Объектами для моделирования являются пласты  $A_2$  и  $A_3$  верейского горизонта.

Структурной основой для моделирования являлись данные МОГТ-3D – отражающий горизонт  $C_2b$ .



Для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов использовались данные ГИС по скважинам.

Залежи нефти пластов  $A_2$  и  $A_3$  приурочены к сводовой части Учебного поднятия. Залежи – пластово-сводовые. Всего в районе Учебного поднятия пробурено 7 скважин: 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19. В кровле пласта  $A_2$  и подошве пласта  $A_3$  залежь ограничена непроницаемыми прослоями.

Размеры структуры по замыкающей изогипсе с абсолютной отметкой -1030 м пласта  $A_2+A_3$  составляют  $2,4 \times 3,4$  км, амплитуда – 30,0 м.

Нефтенасыщенные толщины по верейскому пласту  $A_2+A_3$  составляют 4,5 м. Коэффициент расчлененности для залежи равен 7,2, коэффициент песчаности - 30 %.

### **Построение геологической модели месторождения**

Цифровая геологическая модель Учебного месторождения разрабатывалась с использованием программного комплекса RMS.

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 свойств и характере насыщения.

Для создания геологической модели Учебного месторождения использовались непрямоугольные сетки, значения петрофизических параметров в которых присваиваются узлам сетки (тип *cornerpoint*).

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). 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 - структурная карта по горизонту  $S_2b$ .

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. 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, то осреднение скважинных данных прошло без искажения исходной информации.

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

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

Для расчета параметра пористости выбирался стратиграфический тип интерполяции.

Для расчета нефтенасыщенности использовался горизонтальный тип интерполяции.

Для дифференциации насыщения созданы секущие поверхности ВНК, с использованием которых был отстроен дискретный параметр характера.

**Заключение.** В результате построения трехмерной геологической модели Учебного месторождения были получены:

- структурные карты по кровлям и подошвам коллекторов продуктивных пластов с размерами ячеек  $25 \times 25$  м.,
- трехмерные геологические сетки петрофизических параметров (пористости, и нефтегазонасыщенности) продуктивных.
- геометрические, поровые и нефтенасыщенные объемы коллекторов.

В результате выполнения бакалаврской работы были решены поставленные задачи для осуществления основной цели – построения трехмерной геологической модели Учебного 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 трём поисково-оценочным скважинам (№№ 14, 15, 16) и четырём эксплуатационным скважинам (№№ 13, 17, 18, 19).

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 Учебного месторождения.