

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

Кафедра геофизики

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

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 6 курса 631 группы  
специальности 020302 геофизика  
геологического факультета СГУ  
Труфанова О.О.

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

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

дата, подпись

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

\_\_\_\_\_

К.Б. Сокулина

дата, подпись

Заведующий кафедрой  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

дата, подпись

Саратов 2016

**Введение.** Геологическое моделирование в настоящее время является весьма актуальным и важным направлением. Без изучения модели не начинается разработка ни одного месторождения. Ни одна, даже самая крупная компания, не позволит себе бурить скважины, стоимость которых исчисляется многими миллионами, не имея представления о геологическом строении природного резервуара. Так же, что немало важно, на основе моделирования рассчитывают технико-экономическое обоснование извлечения коэффициента нефти из недр, на основании чего в свою очередь можно судить о рентабельности и перспективности месторождения.

**Цель дипломной работы** – построение цифровой геологической модели Краснополянского нефтяного месторождения, на основе данных комплекса геофизических методов.

За основу были взяты данные ГИС содержащие информацию о толщинах пород-коллекторов, их физико-емкостных свойств и характере насыщения и структурные карты, построенные на основе данных 3D сейсморазведки 2005 года по поверхности отражающего горизонта  $S_{1tl}$  (кровле тульских отложений). Для выполнения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

- 1) Провести интерпретацию данных ГИС по скважине 22 Краснополянской
- 2) Установить петрофизические зависимости определения коэффициентов пористости  $K_p$ , глинистости  $K_{gl}$  и нефтенасыщенности  $K_n$ .
- 3) Построить геологическую модель с использованием комплекса геофизических данных.

Краснополянское месторождение относится к Краснополянской группе поднятий, расположенной на юго-западном склоне Мелекесской впадины.

Осадочная толща представлена девонскими, каменноугольными, пермскими юрскими и меловыми отложениями, а также породами неоген – четвертичного возраста. Отложения нижнего девона в разрезе отсутствуют.

**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.

В результате работ с/п 5/81 детализированы и подготовлены под глубокое бурение по ОГ С<sub>1</sub>bb Восточно-Бирлинская, Краснополянская, Восточная и др. структуры. Структура Краснополянская подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1981г. и передана ПГО «Волгокамскгеология» под глубокое бурение в 1982 г.

В 1980-1983 гг. был пробурен целый ряд поисковых скважин в пределах Южно-Филипповского (5, 9, 16, 18 Лебяжинские), Краснополянского (22 Краснополянская) и Восточного (10, 11 Лебяжинские) поднятий. Краснополянская структура была введена в глубокое бурение в начале 1983г. бурением скважины 22 Краснополянской. Скважина закончена бурением при забое 1800м в отложениях фаменского яруса. Краснополянское месторождение открыто по результатам бурения разведочной скважины 22

Краснополянской в 1983г. и испытания отложений бобриковского горизонта. Полученные в результате бурения скважины 22 Краснополянской геолого-геофизические материалы позволили оценить запасы нефти по отложениям бобриковского горизонта.

В 2004 г. на месторождении проведены дополнительные сейсмические исследования (3D), по результатам которых построены структурные карты по отражающим горизонтам карбона, девона, рифея и поверхности кристаллического фундамента, временные, глубинные и сейсмогеологические разрезы, карты сейсмических атрибутов, а также уточнено строение Краснополянского месторождения.

С целью детального изучения геологического разреза площади и выделения, перспективных на нефть и газ, пластов-коллекторов каменноугольной и девонской систем бурение сопровождалось отбором керна.

С отбором керна было пройдено 14 интервалов общей мощностью 91 м, вынос керна при этом составил 41,3 м или 45,4%. Отбор керна производился в отложениях верейского башкирского, окского, бобриковского, турнейского и фаменского возрастов.

Опробование бобриковских отложений проводилось в эксплуатационной колонне. В результате опробования пласта Б<sub>2</sub> (июль-сентябрь 1983 года) в интервале 1517-1519,5 м (абсолютные отметки минус 1408 минус 1410,5) получен приток нефти дебитом 1,7 м<sup>3</sup>/сут. при Ндин.=1459 м. Опробование объекта было завершено установкой цементного моста в интервале 1514-1570 м, после чего был проперфорирован пласт Б<sub>1</sub>.

В октябре-ноябре 1983 года было проведено испытание пласта Б<sub>1</sub>, в результате которого из интервала 1507,4-1511,0 м (абсолютные отметки минус 1398,4 минус 1402,0) получена безводная нефть с удельным весом 0,932 г/см<sup>3</sup>. Исследования проведены на штуцерах диаметром 2, 4, 6, 8 мм и при переливе через НКТ. На 4 мм штуцере дебит составил 7,2 м<sup>3</sup>/сут., при переливе через 73 мм НКТ - 13 м<sup>3</sup>/сут.

Начиная с 1983 года и по настоящее время скважина 22 находится в эксплуатации.

**В тектоническом отношении** территория Ульяновской области относится к одному из районов самого сложного строения Русской платформы.

Мелекесская впадина разделяет Токмовский, Татарский и Жигулевско-Пугачевский своды. Регионально Мелекесская впадина отчетливо выделяется по породам фундамента и по отложениям осадочного чехла.

Юго-западный борт Мелекесской впадины осложняет Филипповская группа брахиантиклинальных поднятий, в пределах которой выявлены нефтяные залежи в терригенных и карбонатных отложениях нижнего и среднего каменноугольного возраста.

Краснополянское месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной в северо-восточной части Филипповской группы поднятий.

Нефтегазоносность региона связана с терригенными и карбонатными отложениями девонской и каменноугольной систем. Краснополянское месторождение относится к Восточно-Зимницкой зоне нефтегазонакопления Мелекесского нефтегазоносного района Мелекесско-Абдулинской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции.

**Выделение терригенных коллекторов** порового типа, к которым относятся бобриковские отложения Краснополянского месторождения, проводилось по качественным признакам и количественным критериям. 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 - МК, БКЗ или комплекса МБК, БК и ИК.

Косвенные качественные признаки сопутствуют прямым признакам и характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам и чистоте

минерального скелета могут принадлежать к коллекторам. К этим признакам относятся:

- аномалии на кривой самопроизвольной поляризации (ПС);
- низкие показания на кривой гамма каротажа (ГК).

Аномалии ПС являются надежным признаком высокопористых терригенных коллекторов с невысокой глинистостью, что имеет непосредственное отношение к бобриковским отложениям. Применение ГК имеет вспомогательное значение для выделения коллекторов. Низкие показания ГК характерны неглинистым и малоглинистым породам, которыми могут быть рассматриваемые в качестве потенциальных коллекторов.

В качестве количественных признаков выделения коллекторов использовались граничные значения пористости. Для коллекторов бобриковского возраста принято  $K_{п}^{гп} = 17,5\%$ .

В виду отсутствия лабораторных определений проницаемости по керну в пластах не коллекторах бобриковских отложений, не представляется возможным определить граничное значение проницаемости, имея результаты определений  $K_{пр}$  лишь только в пластах – коллекторах.

Для оценки глинистости коллекторов использовались данные ГК. Применялась зависимость  $C_{гг} = f(\Delta I_{\gamma})$ , составленная В.В.Ларионовым для палеозойских отложений Волго-Уральской провинции ( $\Delta I_{\gamma}$  - двойной разностный параметр ГК)

Коэффициент общей пористости Краснополянского месторождения, был определен по способу взаимной градуировке кривых НГК и АК ( $K_{п}^{прин}$ ).

Расчет коэффициентов нефтенасыщенности реализован стандартным способом, базирующимся на петрофизических зависимостях типа «керна-керна», относительного сопротивления ( $R_{п}$ ) от пористости ( $K_{п}$ ) и коэффициента увеличения сопротивления ( $R_{н}$ ) от водонасыщенности ( $K_{в}$ ).

Определение удельного электрического сопротивления пород (УЭС) производилось по комплексу методов ГИС, включающим данные

электрометрии (БК) и ИК. Критерием возможности надежного определения  $\rho_n$  служит толщина пласта, его однородность и отсутствие экранирующих эффектов от влияния вмещающих пород. В пласте с толщиной  $> 2$  м  $\rho_n$  определяется по описанному комплексу. В пластах толщиной  $< 2$  м, в случае отсутствия экранирующего эффекта, в качестве  $\rho_n$  были взяты отсчеты с симметричных методов БК или ИК.

В основу определения коэффициента нефтенасыщенности были положены петрофизические зависимости, как изображено на рисунках 8 и 9, полученные для бобриковских отложений Ульяновской области [19]. Полученные петрофизические связи аппроксимируются уравнениями:

$$R_n = f(1432,2/K_n,53)$$

$$R_n = f(K_n)-1,81$$

**Построение геологической модели месторождения** базируется на структурных построениях по кровле отражающего горизонта  $S_{21}$  полученных в результате детализационных сейсморазведочных работ, выполненных в 2005 году ОАО «Костромагеофизика». Для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта использовались данные исследования керна и ГИС по скважине 22.

В бобриковских отложениях по данным ГИС выделяются два изолированных терригенных продуктивных пласта –  $B_1$  и  $B_2$ .

Обе залежи по своей морфологии – пластово-сводовые, с антиклинальным типом ловушки, по типу заполнения – полнопластовые, по фазовому состоянию – однофазные залежи нефти.

Цифровая геологическая модель Краснополянского месторождения разрабатывалась с использованием программного комплекса IRAP 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 и лицензионного участка
- структурная поверхность опорного отражающего горизонта  $C_{1tl}$  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 Краснополянского 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.

Для того чтобы средняя толщина ячейки была максимально приближена к шагу квантования оцифровки данных ГИС (в данном случае – 0,2 м), 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 - структурная карта по горизонту  $C_{1tl}$ .

По результатам интерпретации данных ГИС выделялись отметки кровли и подошвы продуктивных пластов-коллекторов  $B_1$  и  $B_2$ , опорная сейсмическая карта являлась трендом для построения кровли и подошвы продуктивных пластов.

Для построения структурных поверхностей использовался алгоритм Local B-spline (разработка ROXAR), позволяющий работать с любым количеством скважин и эффективно использующий тренды. После построения опорной карты кровли коллектора  $B_1$ , поверхности подошвы отстраивались опусканием поверхности кровли на глубину, равную толщине интервала.



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

Моделирование параметра литологии для данной модели не проводилось, так как оба продуктивных пласта представляют собой единую толщу терригенного коллектора без включения глинистых пропластков.

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, показано на рисунке 10.

В результате построения трехмерной геологической модели Краснополянского 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,
- карты эффективных и нефтенасыщенных толщин.

Для контроля качества моделирования были подсчитаны начальные геологические запасы нефти и проведено их сопоставление с запасами, подсчитанными традиционным способом.

**Заключение.** В результате выполнения дипломной работы была построена цифровая геологическая модель Краснополянского месторождения. Она строилась по данным интерпретации геофизических исследований скважины № 22 Краснополянской и данным 3D сейсморазведки, полученным в 2005 г ОАО «Костромагеофизика».

Для построения модели использовались следующие данные:

- координаты скважины
- структурная поверхность опорного отражающего горизонта  $C_{1tl}$  по данным 3D сейсморазведки 2005 года
- результаты интерпретации ГИС, содержащие информацию о толщинах пород-коллекторов, их физико-емкостных свойств и характере насыщения.

В результате построения трехмерной геологической модели Краснополянского 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, нефтегазонасыщенности и типа насыщения) продуктивных пластов,
- геометрические, поровые и нефтенасыщенные объемы коллекторов,
- карты эффективных и нефтенасыщенных толщин.

Одной из важнейших и первостепенных задач при построении модели было достижение оптимальных и корректных параметров построения сетки и выбор наиболее подходящих алгоритмов моделирования, для того, что бы конечный результат был наиболее точным.

Полученная цифровая геологическая модель была рассчитана и заполнена петрофизическими параметрами с целью ее дальнейшего использования в подсчете запасов нефти и построения гидродинамической модели.

Актуальность геологического моделирования очевидна, а значит, темпы развития этого направления будут весьма интенсивны. В настоящее время уже создано огромное количество мощных программных комплексов (Petrel, Oasis montaj, IRAP RMS, и др.) дающих широчайший спектр возможностей во всех направлениях, как в моделировании геофизических полей, так и при построении геологических моделей. Справедливо можно сказать, что со временем будут усовершенствованы старые и созданы новые алгоритмы моделирования, программные комплексы будут иметь неограниченный спектр возможностей, и станут более простыми в использовании.