

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

Кафедра геофизики

«Геологическое моделирование Бобровского месторождения
по комплексу геофизических методов»

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 6 курса 631 группы
специальности 020302 геофизика
геологического факультета СГУ
Фёдорова Дмитрия Юрьевича

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

Введение. Данная тематика является весьма актуальной и важной для нашего времени, поскольку практически без геологического моделирования, не начинается разработка месторождения. Процесс геологического моделирования, по сути, является синтезом всех предшествующих исследований, которые рассматривали месторождение через призму своей профессиональной деятельности. В настоящее время человечество все чаще прибегает к различного рода моделям, в частности хорошая геологическая модель способна сэкономить компании затраты времени и труда на разработку. Дать ответ на вопрос о рентабельности и перспективности месторождения, что так же не мало важно для нашей рыночной экономики поэтому необходимо дать адекватную и по возможности полную, отвечающую всей геологической обстановке, цифровую модель, нефтяного месторождения.

Объектом для геологического моделирования послужило Бобровское нефтяное месторождение. Бобровское месторождение было открыто в 1981 году по результатам бурения разведочной скважины 10 и испытания отложений бобриковского, кизеловского и малевско – упинского горизонтов.

В основу геологического моделирования были положены комплексные геофизические исследования: данные ГИС содержащие всю необходимую информацию о толщинах пород-коллекторов, их физико-емкостных свойств и характере насыщения, структурные карты построенные на основе данных 3D сейсморазведки по отражающим горизонтам, а так же данные глубокого бурения.

Цель дипломной работы – построение геологической модели по комплексу геофизических методов.

При выполнении поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

- 1) Проинтерпретировать данные ГИС по скважине 10

- 2) Выявить и установить петрофизические зависимости определения коэффициентов пористости K_p , глинистости $K_{гл}$ и нефтенасыщенности K_n .
- 3) Построить геологическую модель с привлечением данных ГИС и сейсморазведки.

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.

Структура Бобровская подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1981г. С целью детального изучения геологического разреза площади и выделения, перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов каменноугольной и девонской систем бурение сопровождалось отбором керна и последующим опробованием в стволе испытателем на трубах.

В период с 10 по 22 февраля 1981 г. с отбором кернa было пройдено 22 интервала общей мощностью 49,1 м, вынос кернa при этом составил 16,75 м или 34,1%. Отбор кернa производился в отложениях мячковского, верейского алексинского, тульского, бобриковского, кизеловского горизонтов и башкирского яруса.

В результате испытания тульских, бобриковских и кизеловских отложений, вскрытых в интервале 1516-1542,7 м, за 1 час стояния на притоке получен приток пластовой воды (80%) с нефтью (20%) расчетным дебитом жидкости 45,6 м³/сут. при динамическом уровне 1050 м. Пластовая вода с удельным весом 1,16 г/см³.

В 1980-1983 гг. был пробурен целый ряд поисковых скважин в пределах Южно-Филипповского (5, 9, 16, 18), Восточно-Филипповского (22) и Бобровского (10) поднятий. Бобровская структура была введена в глубокое бурение в 1981 г. бурением скважины 10. Скважина закончена бурением при забое 2217 м в отложениях нижнефранского возраста. Бобровское месторождение открыто по результатам бурения поисковой скважины 10 в 1981 г. и испытания отложений бобриковского горизонта и турнейского яруса. Полученные в результате бурения скважины 10 геолого-геофизические материалы позволили оценить запасы нефти по отложениям бобриковского горизонта и турнейского яруса. В промышленную эксплуатацию скважина 10, вскрывшая три пласта - Б1; Б2 (бобриковские отложения) и С1т (турнейские отложения), была введена в 1995 году.

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 Бобровского месторождения. При проведении производственных сейсморазведочных работ использовалась трехмерная модификация МОГТ-3D. Использовалась ортогональная система

наблюдений, в которой линии возбуждения располагались перпендикулярно к линиям приема.

В результате проведённых сейсмических исследований купол структуры по всем горизонтам оказался смещенным на северо-запад, в отличие от первоначального положения, и скважина 10 попала на склон структуры.

В тектоническом отношении территория Ульяновской области относится к одному из районов самого сложного строения Русской платформы. По геолого-геофизическим данным в пределах территории области по структурно-морфологической поверхности кристаллического фундамента выделены следующие тектонические элементы: Токмовский и Жигулевско-Пугачевский своды, Мелекесская впадина, Кузнецкая и Сокская седловины. Все они входят в Волжско-Камскую антеклизу.

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.

Геологическое строение Филипповской группы поднятий изучено с помощью построения серии структурных карт по различным маркирующим горизонтам пермских и каменноугольных отложений.

Бобровское месторождение расположено в центральной части Филипповской группы поднятий.

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

Выделение терригенных коллекторов в разрезе скважины осуществлялось по прямым качественным признакам с привлечением количественных критериев. Поровые, реже трещинно-поровые, терригенные и карбонатные коллекторы характеризуются устойчивыми качественными признаками. Для них характерны количественные критерии, разделяющие коллекторы и непроницаемые породы по значениям проницаемости, пористости и ряда геофизических характеристик. Наличие четко определенных качественных признаков и количественных критериев облегчает выделение поровых коллекторов, разбуриваемых на различных промывочных жидкостях (ПЖ), по сравнению с другими типами коллекторов.

Прямые качественные признаки порового коллектора обусловлены проникновением в пласты фильтра 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).

Для выделения коллекторов турнейского возраста в качестве количественных признаков использовались граничные значения пористости $K_{пгр} = 6,5 \%$. Для коллекторов бобриковского возраста принято $K_{пгр} = 17,5 \%$, установленное по зависимости коэффициента продуктивности от пористости определённой по данным ГИС. Используя определения остаточной воды по керну прямыми и косвенными методами была определена нефтенасыщенность турнейских отложений, которая изменяется от 51,9% до 99,7% по Филипповской группе поднятий Ульяновской области. В

соответствии с этими исследованиями граничное значение коэффициента нефтенасыщенности (K_n) принимается 50%.

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

Одним из основных параметров, определяемых по каротажу, является пористость. Для определения общей пористости и других физических параметров по данным ГИС в скважинах проводят электрические, радиометрические, акустические и другие виды каротажа. Для подсчета запасов величина общей пористости определялась по комплексу методов: НГК, АК.

Расчет коэффициентов нефтенасыщенности реализован стандартным способом, базирующимся на петрофизических зависимостях типа «керна-керна», относительного сопротивления (R_p) от пористости (K_p) и коэффициента увеличения сопротивления (R_n) от водонасыщенности (K_v).

В основу определения коэффициента нефтенасыщенности были положены петрофизические зависимости (рис.3.6.1-3.6.2) [21], полученные для Ульяновской области. Петрофизические связи аппроксимируются уравнениями, установленными, соответственно, для целевых пластов:

- для бобриковских отложений –

$$R_p = f(1432,2/K_p^{1,53})$$

- для турнейских отложений –

$$R_p = f(15488/K_p^{2.10})$$

- для бобриковских отложений –

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

- для турнейских отложений –

$$R_n = f(K_v) - 1.65$$

Для определения коэффициента нефтенасыщенности выполнялись следующие операции:

оценивалось r_p нефтенасыщенных коллекторов по комплексу электрических методов; рассчитывалась величина удельного электрического сопротивления коллектора при полном его водонасыщении:

$$r_{vp} = R_p * r_v,$$

где параметр пористости (R_p) определялся по зависимостям $R_p=f(K_p)$ (рис. 3.6.1, 3.6.3) через коэффициент пористости (K_p), определенный по методике, описанной выше и $r_v=0,038$ ом. м;

рассчитывался R_n как отношение r_p/r_{vp} ;

определялся K_v по зависимости $R_n=f(K_v)$ (рис. 3.6.2, 3.6.4);

K_n определялся как разность $K_n=1-K_v$.

Построение геологической модели продуктивных пластов месторождения базируется на структурных построениях, полученных в результате детализационных сейсморазведочных работ. Отложения турнейского продуктивного пласта отстраивались по опорному горизонту $C1t$, пласта $B1+B2$ - по опорному горизонту $C1tl$. Для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта использовались данные исследования керна и ГИС по скважине 10. В бобриковских отложениях по данным ГИС выделяются два терригенных продуктивных пласта – $B1$ и $B2$. Так как глинистая перемычка между пластами весьма тонкая (около 0,6 м), разработка залежи ведется совместно и по своим свойствам пласты практически идентичны, продуктивные пласты бобриковского горизонта объединены в единый пласт $B1+B2$. Залежь бобриковского горизонта по своей морфологии – пластово-сводовая, с антиклинальным типом ловушки, по типу заполнения – полнопластовая, однофазная нефтяная.

Залежь турнейского пласта по своей морфологии – массивная, с антиклинальным типом ловушки, по типу заполнения – неполнопластовая, по фазовому состоянию – однофазная нефтяная залежь.

Цифровая геологическая модель Бобровского 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
- 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.

В результате построения трехмерной геологической модели Бобровского 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 нефтенасыщенных толщин.

Заключение. Процесс геологического моделирования в основном состоял из трех ключевых стадий.

На первой стадии – Происходил сбор и последующее преобразование всей имеющейся геолого-геофизической информации по Бобровскому месторождению, к виду пригодному для использования в программном комплексе IRAP RMS (ROXAR). Исследовалась геолого-геофизическая изученность месторождения, физические свойства коллекторов, характеристика проведения комплексных геофизических исследований прошлых лет. Анализировались данные ГИС содержащие информацию о толщинах пород-коллекторов, их физико-емкостные свойства, характер насыщения, изучались структурные карты построенные на основе данных 3D

сейсморазведки по отражающим горизонтам, а так же данные глубокого бурения для наиболее рационального способа построения геологической модели.

На второй стадии – Происходил предварительный анализ Бобровского месторождения, согласовывалась вся имеющаяся информация. Геологическая модель продуктивных пластов месторождения базировалась прежде всего на структурных построениях, полученных в результате детализационных сейсморазведочных работ. Для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта использовались данные исследования керна и ГИС по скважине 10.

На третьей стадии – Происходил завершающий этап моделирования, цифровая геологическая модель Бобровского месторождения разрабатывалась в основном с использованием программного комплекса IRAP RMS (ROXAR). Данный программный комплекс представляет собой совокупность взаимосвязанных модулей, отвечающих за определенные этапы моделирования.

В ходе выполнения дипломной работы была построена цифровая геологическая модель Бобровского нефтяного месторождения, которая в дальнейшем будет использована для подсчета запасов и создания технологической схемы разработки.