

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 Горного месторождения Самарской  
области по данным сейсморазведки и ГИС»**

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

Студента 6 курса 631 группы  
специальности 020302 геофизика  
геологического факультета СГУ  
Матвеева Игоря Викторовича

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.** Цель дипломной работы – построение геологической модели Горного 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 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.

Название месторождения и скважины в силу конфиденциальности являются вымышленными.

**Содержание работы.** По геолого-геофизической изученности исследуемой территории по поверхностям опорных отражающих горизонтов пермского, каменноугольного, девонского возрастов и поверхности архейского кристаллического фундамента началось в 2008г. по результатам проведения в 2008-2009гг. сейсморазведочных работ методом МОГТ-3Д сейсморазведочной партией № 1720. В 2011 году по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3Д выявлена Горная структура. Картопостроение выполнялось на основе построения глубинно-скоростной модели в программном продукте GeoDepth.

В 2014 году по результатам переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составлен паспорт на Горную структуру, закартированную по ОГ b.

В 2015 году в куполе Горного поднятия пробурена поисково-оценочная скважина №12, вскрывшая башкирские отложения. По результатам бурения скважины №12, с учетом новых данных бурения по соседним месторождениям, была выполнена переинтерпретация данных

сейсморазведки МОГТ-3Д, с целью уточнения модели геологического строения Горного месторождения. Эта интерпретация легла в основу структурных построений пласта А4 Горного месторождения.

Горное месторождение было открыто по результатам бурения поисково-оценочной скважины №12 в 2015 году.

С целью подтверждения литологии и выявления насыщения был произведен отбор керн в отложениях башкирского яруса в интервале 1872-1899 м. (а.о. -1779,5-1806,5 м). Пробурено с отбором керн 27 м. (вынос100%). По керну отмечается запах УВ и выпоты УВ.

Пласт А4 на 100% охарактеризован керном. Керн в пласте А4 отбирался из двух интервалов: 1872-1890 м и 1890-1899 м Представлен известняком светло-серым, мелкокристаллическим, плотным. В настоящее время керн из скважины 12 по пласту А4 передан в лабораторию на исследования.

По промыслово-геофизическим данным пласт А4 в интервале 1874,0 – 1887,5 м представлен нефтенасыщенным известняком, коллектор порово-кавернозного типа.

Испытания в открытом стволе не производилось.

При перфорации скважины в интервале 1874-1877,5 м (а.о. -1781,5-1785,0 м) из пласта А4 получен приток нефти дебитом 110,7 м3/сут на 5мм штуцере.

В результате бурения поисково-оценочной скважины №12 изучен геологический разрез до отложений среднего отдела каменноугольной системы, подтверждено нефтенасыщение пласта А4 и уточнено строение Горного поднятия по горизонтам среднего, верхнего карбона и перми.

**В тектоническом плане** Горное месторождение расположено в зоне сочленения западного борта Бузулукской впадины и юго-восточного склона Жигулевско-Пугачевского свода.

Представление о тектоническом строении района дают материалы сейсморазведки (МОВ, МОГТ-2Д, МОГТ-3Д), а также данные структурного и глубокого бурения.

По материалам этих исследований для района работ характерно региональное ступенчатое погружение пород осадочной толщи и поверхности кристаллического фундамента в юго-восточном направлении к оси Бузулукской впадины, осложненное структурными террасами и носами. Градиент погружения последовательно уменьшается снизу вверх.

Рассматриваемый участок территории в течение геологической истории характеризовался высокой тектонической активностью. На фоне тектонических движений были широко развиты процессы размыва, рифообразования, выщелачивания, литолого-фациальных взаимопереходов, сопровождавшихся переотложением осадков

Горное нефтяное месторождение в нефтегазоносном отношении относится к Средне-Волжской нефтегазоносной области, входящей в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Промышленная нефтегазоносность района работ связана с четырьмя нефтегазоносными комплексами (НГК):

- окско-башкирским карбонатным (А4);
- нижнекаменноугольным терригенным (Б2);
- верхнедевонско-турнейским карбонатным (В1, Дл, ДЗбр);
- девонским терригенно-карбонатным.

В пределах восточной вершины Горного поднятия в 2015г пробурена поисково-оценочная скважина 12, при перфорации которой в интервале 1874-1877,5 м из пласта А4 получен приток нефти дебитом 110,7 м3/сут на 5мм штуцере.

Промышленно продуктивный пласт А4 залегает в кровле башкирского яруса. Литологически пласт представлен известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, мелкозернистыми, пелитоморфными.

Покрышкой пласта служит мощная глинистая пачка верейского возраста.

Нефтенасыщение пласта А4 было отмечено и по керну (выпоты нефти, запах УВ), а также определено по комплексу ГИС.

На дату выполнения работы на Горном месторождении пробурена одна поисково-оценочная скважина №12. Скважиной вскрыты перспективные отложения пласта А4 башкирского яруса среднего карбона. Бурение скважины в этом интервале осуществлялось долотом диаметром 216мм. При геофизических исследованиях применялись полимер-глинистые буровые растворы с удельным весом 1.15 г/см<sup>3</sup>, вязкостью 40-65 сек, водоотдачей 6 см<sup>3</sup>/30 мин, удельным электрическим сопротивлением ( $\rho_c$ ) 0.52 -0.65 Ом·м.

**Детальные промыслово-геофизические** исследования в интервале продуктивного пласта в масштабе 1:200 проведены в следующем объеме:

БКЗ, ИК, БК, МБК, ПЗ, ПС, ПЗ; акустический каротаж (СПАК-6Д –  $\Delta T$ ), МК (микрозондирование), НГК (нейтронный гамма-каротаж), ГК (гамма-каротаж), ГГКп(гамма-гамма-плотностной каротаж). В шапке планшета ГИС (графическое приложение 3) приведены подробные данные: указаны типы применяемой аппаратуры, геометрия зондов, условия измерений (сопротивление и плотность раствора, диаметр скважины); параметры регистрации радиоактивного каротажа ( $\tau$ -время задержки интегрирующей ячейки, чувствительность каналов, цена условной единицы), необходимые при расчетах геофизических информационных параметров; скорости записи кривых.

**Выделение коллекторов** и определение толщин в интервале пласта. А4 Горного месторождения производилось по всему комплексу геофизических исследований скважины с учетом ГТИ (описание шлама, газовый каротаж) первичного макроописания керна, результатов опробования скважины по качественным признакам и по количественным критериям.

К качественным признакам относятся следующие стандартные признаки:

- ✓ Сужение диаметра скважины по данным кавернометрии, наличие глинистой корочки;
- ✓ Наличие «положительного» приращения кажущегося сопротивления микропотенциал-зонда над сопротивлением микроградиент-зонда;
- ✓ Наличие радиального градиента сопротивления по кривым БКЗ;
- ✓ Низкие показания НГК относительно вмещающих пород;
- ✓ На диаграммах ГК – наличие низкого и среднего значения естественной радиоактивности относительно вмещающих пород.

К количественным критериям относятся коэффициент пористости и коэффициент проницаемости. По этим параметрам породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород – неколлекторов. Граница между коллекторами и неколлекторами характеризуется критическими (граничными) значениями фильтрационно-емкостных свойств ( $K_p^*$ ,  $K_{пр}^*$ ). Породы со значениями  $K_p$ ,  $K_{пр}$  больше критических значений относят к коллекторам, меньше критических значений – к неколлекторам.

В качестве количественных критериев для выделения коллекторов были применены значения пористости и проницаемости, установленные на керне пласта-аналога Восточно-Крюковского (скв.60) месторождения. Полученные граничные значения пористости и проницаемости коллекторов отложений башкирского яруса по рассматриваемой выборке составили:

$$K_{пгр} = 9\%; K_{пргр} = 1\text{мД.}$$

**Определение пористости** выполнялось по нейтронному гамма-каротажу (НГК, ГК), акустическому и по гамма-гамма плотностному методу.

Нейтронная пористость рассчитывалась по стандартной методике двух опорных пластов с использованием палеток, разработанным во ВНИИЯГГ (рис.4.4). В качестве опорных пластов были использованы глины верейского

и плотные породы башкирского яруса. Пористость глинистых опорных пластов принималась равной 40% (диаметр каверны 0,406м на гл. 1826.6-1827.6м) и 1% в плотных (на гл.1922 -1923.5м)

Характер насыщения пласта А4 традиционно определялся по величине удельного электрического сопротивления, рассчитанного по кривым БКЗ, БК и по кривым проводимости (ИК) с учетом наличия признаков нефтенасыщения в керне.

Сопротивление нефтенасыщенной части пл.А4 в зоне предельного насыщения УВ в скв.12 меняется от 21 до 90омм, составляя в среднем 43омм, в нижней части пласта, отнесенной к нефтенасыщенной, диапазон сопротивлений 16-25омм, по ИК-4омм.

В скв. В-Крюковской 60 сопротивление предельно насыщенной части пл. А4 23-100омм; пропластки с сопротивлением 10-22омм, по ИК-4-5омм также отнесены к нефтенасыщенным и их продуктивность доказана опробованием – полученный приток нефти в результате перфорации составляет 15.5м<sup>3</sup>/сут в ИПУ1198-1126м.

Граничные значения сопротивления не определялись в связи с отсутствием данных опробования в чисто водяной зоне пласта.

**Определение коэффициентов нефтенасыщенности  $K_n$**  в продуктивных пластах Горного месторождения проводилось по стандартной методике с использованием петрофизических зависимостей  $R_p=f(K_p)$  и  $R_n=f(K_v)$ .

Из-за отсутствия собственных керновых исследований, используются обобщенные зависимости, установленные на керне пластов-аналогов Крюковского и Восточно-Крюковского месторождений.

**Проницаемость** пористой среды характеризует фильтрационные свойства коллекторов, то есть способность породы пропускать через систему сообщающихся пор различные флюиды при наличии перепада давления, а так же от свойств породы и фильтрующего флюида (нефть, газ, вода). Данный показатель не является подсчетным параметром, однако, он

необходим при создании цифровой фильтрационной модели залежи. Геофизическими методами проницаемость выделенных коллекторов не определялась.

Для определения коэффициента проницаемости по пл. А4 была использована обобщенная зависимость “кern-кern”  $K_{пр} = f(K_{п})$ , построенная по результатам исследования керна скважин 50 Мамуринского, скв 82 З-Пиненковского, скв.56 Крюковского, скв.60 В-Крюковского месторождений

В основу геологической модели положены результаты структурных построений продуктивного пласта А4 Горного месторождения базируются на результатах переинтерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3Д с учетом новой поисково-оценочной скважины №12.

В соответствии с принятой структурной основой и положением УВНК, залежь является неполнопластовой, нефтенасыщенная часть представлена монолитным прослоем коллектора толщиной 13,6 м. При высокой доле коллектора в объеме пласта, на неразбуренных участках залежи на распределение нефтенасыщенных толщин значительное влияние оказывает структурный фактор. Так, на западной вершине, амплитуда которой по сейсмическим данным составляет 20м, при доле коллектора, рассчитанной в скв 12 – 0,901, эффективные нефтенасыщенные толщины могут достигать 18м. Однако, чтобы избежать необоснованного прироста запасов, на данном этапе изученности залежи, нефтенасыщенные толщины на неразбуренных структурных сводах ограничены максимальной изопахитой – 12м – не более доказанной нефтенасыщенной толщины в скв 12, для чего выполнена корректировка карты по кровле коллектора в центральной и западной частях залежи.

В скважине 12 разрез пласта А4 полностью вскрыт и освещен геофизическими исследованиями, что дает возможность корректно отстроить геологическую модель залежи и провести подсчет запасов.

Цифровая геологическая модель 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 лицензионного участка
- структурные поверхности опорных отражающих горизонтов по данным 3D сейсморазведки;
- результаты интерпретации ГИС, содержащие информацию о толщинах пород-коллекторов, их физико-емкостных свойств и характере насыщения.

Для создания геологической модели месторождения использовались прямоугольные 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.

В результате построения геологической модели Горного месторождения были получены:

- структурные карты по кровле коллектора продуктивного пласта с размерами ячеек  $25 \times 25$  м.,
- карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
  - схематический геологический профиль по линии I-I.

**Заключение.** В результате выполнения дипломной работы мною были решены поставленные задачи для осуществления основной цели – построения двухмерной геологической модели Горного месторождения.

В ходе написания 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 скважине №12.
3. построена двухмерная геологическая модель, на основе структурного каркаса данных 3D сейсморазведки и данных интерпретации ГИС.

Полученная геологическая модель будет использована в подсчете запасов Горного месторождения.

В ходе работы над дипломной работой мною были получены необходимые профессиональные знания и навыки по геологическому моделированию.