

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

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

Обоснование поисково-оценочных работ в девонских отложениях
северного поднятия Верхозимского месторождения

(Пензенская область)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентаб курса 611 группы
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
заочного отделения
геологического факультета
Ноздрин Данилы Анатольевича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

В.Н. Еремин

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

Геологоразведочные работы в Пензенской области так сталкиваются с большим количеством проблем, главной из которых является малый размер и амплитуда подготавливаемых объектов, значительно повышающих геологический и экономический риски поисково-оценочных работ. Современные методы сейсморазведки позволяют интерпретировать и дают новое представление о строении подготовленных структур не освещенных бурением. Одним из таких объектов, где возможен прирост запасов промышленных категорий, является Верхозимское месторождение.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование поисков залежей в перспективных отложениях среднего и верхнего девона на Верхозимском месторождении.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизической информации,
- анализ собранного геолого-геофизического материала;
- уточнение геологического строения Верхозимского месторождения, с целью выяснения перспектив нефтегазоносности;
- обоснование расположения проектной скважины в пределах выделенных участков с ресурсами категории D_0 ;
- выделение участков с запасами категории C_1 и C_2 .

При написании дипломной работы были использованы материалы, полученные в процессе бурения и испытания эксплуатационных скважин на продуктивные пласты тульского и бобриковского горизонтов Верхозимского месторождения, лабораторные исследования керна, шлама и др., а также результаты сейсморазведочных работ по изучению девонских отложений, собранные в период прохождения производственной практики, а также фондовые и опубликованные источники.

Дипломная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и содержит 51 страниц текста, 3 рисунков, 4 таблицы, 4 графических приложений. Список использованных источников включает 16 наименований.

Основное содержание работы

На первом, геологических исследований были изучены меловые, третичные и четвертичные отложения. Заложена основа стратиграфического расчленения отложений, проведена геологическая съёмка и составлена геологическая карта территории Пензенской губернии.

Большая часть района покрыта магнитометрической, гравиметрической, сейсмической и электросъёмками.

В пределах западного окончания Жигулевского вала по данным геологической съёмки, выполненной в 1949 году, было выявлено Верховозимское поднятие.

В 1951-52 г.г. в границах Верховозимского поднятия проводилось структурное бурение с целью уточнения его геологического строения. В 1952 году на Верховозимской площади начато глубокое поисково-разведочное бурение [1]. Были пробурены три Верховозимские скважины №№ 1, 3, 4, которые оказались за пределами поднятия по палеозойским горизонтам, показали лишь их моноклиналиное падение в юго-восточном направлении.

За период 1952-57 гг. на месторождении было пробурено 15 разведочных скважин, из них 4 скважины вскрыли кристаллический фундамент, девять – отложения девона и две – отложения турнейского яруса [1].

В результате опробования и опытно-промышленного испытания разведочных скважин, установлены промышленные залежи в пластах Б₀тульского и Б₁ и Б₂ бобриковского горизонтов [2]. После опробования скважины, были законсервированы до 1978 г.

В период с 1978 по 1998 годы в порядке реализации технологической схемы разработки на Верховозимском месторождении пробурены 9 добывающих скважин. В разработке находятся залежи пластов Б₁ и Б₂.

На Верховозимском месторождении в период с 1989-1992 гг. проводилась сейсморазведка МОГТ 2Д Костромской геофизической экспедицией. Сейсморазведкой была охвачена практически вся территория месторождения по детализационной сети профилей с плотностью 3-4 км/км².

В период с 2000 по 2004 гг. было пробурено 25 эксплуатационных скважин на продуктивные пласты тульского и бобриковского горизонтов. В результате создана геолого-гидродинамическая модель Верховимского месторождения [3].

В 2005 году Саратовской геофизической экспедицией были проведены обработка и комплексная интерпретация материалов сейсморазведочных работы МОГТ-2Dв пределах Верховимского месторождения и на погруженном блоке, расположенном западнее разлома, в объеме 110 пог. км[4,5]. Результаты интерпретации в комплексе с данными бурения послужили основой для построения структурных карт и схем.

В геологическом строении осадочного чехла на территории Пензенской области принимают участие архейские, рифейские и вендские образования, перекрытые мощной толщей палеозойских и мезо-кайнозойских отложений.

Изучаемый разрез приводится по данным бурения, отбора керна и испытания скважин Верховимского месторождения.

Сложное строение разреза определяется чередованием терригенных и карбонатных комплексов, сложенных различными типами пород – аргиллитов (глин), алевролитов песчаников, известняков, наличием перерывов в осадконакоплении.

В тектоническом плане Верховимское месторождение расположено в пределах западного окончания Жигулевского вала, относящегося к числу наиболее рельефно выраженных дислокаций одноименного свода[6].

В тектоническом строении выделено 2 структурных этажа: нижний - представленный архейским комплексом пород фундамента и верхний - осадочный чехол, формирование которого началось с палеозоя.

На всем протяжении Жигулевский вал ассиметричен и имеет крутое северное и северо-западное крыло. В пределах вала установлены унаследованные локальные поднятия: Верховимское, Алексеевское, Комаровское, Труевское и др. Крутые крылья указанных поднятий по нижним отражающим горизонтам тектонически нарушены, а по более молодым

горизонтам сливаются с флексурными перегибами. Наблюдается некоторое смещение сводовых частей поднятий в сторону крутых крыльев.

Сводовая часть Верхозимской структуры осложнена поднятиями [3, 6]: По отражающему горизонту AR северное поднятие «причудливой» формы оконтуривается изогипсой минус 1740м и имеет размеры 2,4км x 2,2-0,8км с амплитудой на большей части площади 25м. Исключение составляет район скважины №6, где амплитуда увеличивается до 58м. Южнее описанного поднятия обособляется небольшая куполовидная структура с размерами в пределах замкнутой изогипсы минус 1740м 0,5км x 0,3км с амплитудой не более 20м [5].

По отражающему горизонту D_{3vb} северное поднятие, оконтуриваемое изогипсой минус 1610м, имеет размеры 3,2км x 0,8-0,5км и амплитуду 22м как показано на приложении В (2). К востоку от этого поднятия намечается небольшая по размерам тектонически нарушенная структура с замкнутой изогипсой минус 1610м (1,1км x 0,4км) с амплитудой до 15м [5].

По отражающему горизонту D_{3tm} размеры северного поднятия в пределах замкнутой изогипсы минус 1330м составляют 2,8 x 0,7-0,4км при амплитуде порядка 15м [5]. В пределах восточного погружения намечаются две незначительные по размерам структуры, оконтуриваемые изогипсой минус 1330м.

Основанием для формирования вышеописанных унаследованных структур, выделенных по отражающим горизонтам D_{2vb} и D_{3tm}, послужило наличие поднятия по эрозионной поверхности фундамента (отражающий горизонт AR) и конседиментационные условия осадконакопления более молодых отложений. Древний возраст заложения в частности северного поднятия Верхозимского месторождения и унаследованный характер его развития на протяжении основных фаз тектогенеза позволяет сделать вывод о перспективах нефтегазоносности в первую очередь терригенных отложений девона [5].

Привязка отражающих горизонтов к динамике сейсмического волнового поля и их глубинное положение показаны на взаимопересекающихся

сейсмопрофилях, проложенных вдоль и поперек оси выделенного северного поднятия, в соответствии с рисунками 2 и 3 [4,5].

Анализ приведенных в главе материалов позволяет сделать вывод о том, что в целом, исследуемая территория имеет сложное тектоническое строение. Наиболее сложные по строению структуры характерны для нижне-, среднедевонских и нижне-, среднекаменноугольных отложений, с которыми и связаны основные перспективы нефтегазоносности на Верхозимском месторождении. Заложились эти структуры, возможно, как структуры облекания в терригенном девоне над эрозионными додевонскими останцами. Зоны выклинивания в средне-верхне девонских отложениях и структуры облекания в терригенном девоне позволяют надеяться, что кроме ловушек антиклинального типа могут быть обнаружены ловушки неантиклинального типа.

Верхозимское месторождение согласно общепринятому нефтегазогеологическому районированию, находится в пределах Жигулевско-Самаркинского нефтегазоносного района Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В Средне-Волжской нефтегазоносной области в разрезе палеозоя, представленного девонским и каменноугольными отложениями, выделяются основные нефтегазоносные комплексы (НГК):

- 1 – эйфельско-нижнефранский терригенный;
- 2 – верхнедевонско-турнейский карбонатный;
- 3 – визейский терригенный.

Эйфельско-нижнефранский терригенный НГК

Перспективы нефтегазоносности девонских отложений на Верхозимском месторождении оценены по результатам интерпретации данных ГИС в разрезе скважины №6, расположенной в пределах восточного крыла в непосредственной близости от сводовой части выделенного северного поднятия по отражающим горизонтам AR, D₂vb и D₃tm [7].

В воробьевском горизонте в разрезе скважины №6 выделяются сверху вниз два песчаных пласта толщиной 11м (интервал 1875-1886м) и 29м

(интервал 1900-1929м), разделяемые глинистым пластом толщиной 11м.

В верхней части ардатовского горизонта толщина выделяемого в интервале 1836-1850м карбонатного пласта составляет 14м. Сверху он перекрывается глинистой пачкой толщиной 10м муллинского возраста, а снизу подстиляется глинистым пластом толщиной 10м. В нижней части ардатовского горизонта в интервале 1860-1862м выделяется песчаный пласт, перекрываемый и подстилаемый глинами толщиной 10м и 13м. Прогнозируемые залежи нефти пластовые, сводовые с полным контуром нефтеносности.

В предположительно пашийском горизонте в интервале 1723-1739м выделяется песчаный пласт с общей и эффективной толщиной 16м и 14м, перекрываемый и подстилаемый глинистыми пластами толщиной 7,5 и 6м. Прогнозируемая залежь нефти, исходя из соотношения амплитуды выделяемой структуры (15м) и общей толщины песчаного пласта (16м), является пластовой, сводовой, по всей площади подстилаемой водой.

В верхней части тиманского горизонта выделяются три песчаных пласта с толщинами 4-6м в интервалах 1586-1592м, 1604-1609м и 1613-1617м. Их эффективные толщины оцениваются в 4-5м. Прогнозируемые залежи нефти пластовые, сводовые, с полным контуром продуктивности. Покрышкой для второго сверху пласта-коллектора является глинистая пачка толщиной 12м, а для третьего песчаного коллектора - глинистый пласт толщиной 4м.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК

Промышленные залежи нефти установлены в пределах самарской части Жигулевского вала на Зольненском месторождении в данково-лебедянских и турнейских карбонатах. Данково-лебедянские нефти имеют плотность 0,815 г/см³, плотность нефтей турнейского яруса 0,843 г/см³. Турнейские нефти Стрельнинского месторождения имеют плотность 0,852 г/см³.

Визейский терригенный (НГК)

Промышленная нефтеносность на изучаемой территории связана с терригенными отложениями тульского и бобриковского горизонта нижнего карбона снизу-вверх как пласты Б₂, Б₁ и Б₀[3].

Залежь нефти пласта B_0 приурочена к брахиантиклинальной складке субмеридианального простирания. Покрышкой являются плотные известняки тульского горизонта. Залежь пластовая, литологически экранированная. Коллектора пласта B_0 представлены маломощными песчаниками. Коллекторы развиты на северной периклинали поднятия в районе расположения скважин 20, 13, 60, 19 и 9. Водоносная часть пласта вскрыта только скважиной 8 на отметке 836,5 м.

Залежь нефти пласта B_1 является основным объектом разработки и характеризуется как пластовая сводовая, подстилаемая водой. Приурочена к брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания. Покрышкой залежи являются глины бобриковского горизонта. Коллекторами пласта B_1 служат среднезернистые, хорошо отсортированные песчаники, прослеживающиеся повсеместно в пределах месторождения. ВНК уверенно определяется на абсолютной отметке -833 м. Размеры залежи пласта B_1 по простиранию и вкрест его составляют 7х1,2-1,4 км.

Залежь пласта B_2 является пластовой сводовой, литологически ограниченной. Залежь приурочена к брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания. Необходимо отметить совпадение структурных планов всех трех продуктивных пластов в составе Верхозимского месторождения.

Покрышками залежи пласта B_2 являются глины бобриковского горизонта. Коллекторами являются среднезернистые песчаники, в значительной степени замещающиеся глинами и алевролитами по площади и по разрезу. Коллекторы пласта B_2 отсутствуют в центральной части структуры. В северном участке происходит замещения коллекторов непроницаемыми разностями.

Суммарные геологические перспективные ресурсы нефти и растворенного газа по восьми прогнозируемым залежам составляют соответственно 9021 тыс.т и 120 млн.м³, а извлекаемые при условном коэффициенте извлечения нефти 0,25 равны 2254 тыс.т и 32 млн.м³ [7].

В пределах северного поднятия прогнозируется развитие восьми залежей нефтей в тиманском, пашийском, ардатовском, воробьевском отложениях, из которых семь приурочено к песчаным пластам и одна к карбонатному пласту ардатовского возраста.

Учитывая наличие новых перспективных объектов и неравномерную изученность бурением и опробованием установленных залежей нефти, а также практическое отсутствие лабораторных исследований ядра по определению фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств коллекторов, коэффициентов вытеснения нефти водой, фазовых проницаемостей и анализов глубинных проб нефти возникла необходимость попутного доизучения месторождения бобриковских отложений.

Таким образом, обоснованием постановки поисково-оценочного бурения на Верховимском месторождении являются:

- наличие подготовленной структуры в северной части Верховимского месторождения, а также подсчитанные ресурсы УВ категории D_0 объемным методом;
- наличие в разрезе пород-коллекторов и флюидоупоров, сочетания которых образуют природные резервуары УВ;
- наличие возможных ловушек УВ – как замкнутых антиклинальных перегибов слоев;
- доказанная нефтегазоносность перспективных отложений по ГИС и бурению на Верховимском и соседних месторождениях Комаровском, Садовом, Алексеевском, Тарлаковском и др.;
- наличие и достаточная толщина возможно нефтегазоносных комплексов, продуктивных на соседних месторождениях.

Целью поисково-оценочных работ является изучение геологического строения и оценка потенциальной нефтегазоносности терригенных и карбонатных отложений девона в северной части Верховимского месторождения. С этой целью рекомендуется пробурить для начала одну поисково-оценочную скважину со вскрытием всех перспективных отложений.

Поисково-оценочную скважину 91 рекомендуется заложить в сводовой части северного поднятия с местоположением в точке пересечения сейсмопрофилей 020504-20 и 020504-27 в 375м к западу от пробуренной скважины №6 со вскрытием на полную толщину терригенных отложений девона с задачей оценки перспектив их нефтегазоносности.

Проектная глубина скважины 2000м, проектный горизонт архейский. Главными задачами этой скважины являются оценка перспектив нефтеносности среднего и верхнего девона, получение информации о геометрии резервуаров, значениях промысловых фильтрационных и подсчетных параметров.

Геологические задачи, на стадии поиска и оценки промышленной значимости девонских залежей нефти и газа на Верхозимском месторождении, следующие [8]:

- выявление во вскрываемой части разреза перспективных на нефть и газ пластов - коллекторов;
- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- уточнение структурных построений и геологической модели поискового объекта;
- испытание и опробование перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов;
- оценка добычных возможностей всех продуктивных объектов;
- подсчёт запасов нефти и растворенного в ней газа по категории C_1+C_2 ;
- обоснование необходимости постановки разведочного этапа работ на открытые девонские и каменноугольные продуктивные комплексы.

Для решения всех перечисленных задач при бурении рекомендуемой скважины необходимо провести отбор керна и шлама, комплекс промыслово-геофизических и геолого-технологических исследований, опробование, испытание и исследование скважин, а также лабораторные исследования.

Заключение

В результате комплексной интерпретации материалов детальной сейсморазведки МОГТ 2Д и данных бурения уточнено геологическое строение Верхозимского месторождения, что нашло отражение в значительном усложнении конфигурации поднятия и осложняющих его куполов. Выделены гипсометрически приподнятые участки, неосвещенные бурением и перспективные для получения дополнительного прироста нефтенасыщенных объемов по продуктивным пластам месторождения. Вместе с тем, геологическое строение нижележащих горизонтов, в первую очередь отложений терригенного девона, изучено очень слабо. Однако, эти отложения являются весьма перспективными, учитывая их нефтегазоносность на месторождениях соседних областей.

В дипломной работе был проанализирован весь имеющийся геолого-геофизический материал, проведено обобщение и систематизация имеющихся данных по Верхозимскому месторождению, с целью поиска и оценки залежи углеводородов. Произведен подсчет прогнозных ресурсов девонских отложений Верхозимского месторождения по категории D_0 , которые оцениваются по нефти в 9021/2254 тыс. т по газу 120/32 млн.м³.

С целью подтверждения нефтегазоносности, а так же уточнения геологического строения, изучения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов рекомендую заложение одной поисково-оценочной скважины 91 с проектной глубиной 2000м и проектным горизонтом архей, с проведением полного комплекса рекомендуемых геолого-геофизических исследований (отбор керна, шлама, ГИС, ГТИ, опробование, гидродинамические и лабораторные исследования).

Результаты бурения поисково-оценочной скважины позволят перевести ресурсы D_0 девонских отложений в категорию запасов C_1+C_2 .

Список использованных источников

1. Кузнецкая КРБ треста Тат.НГР., 1944-1957 гг «Сейсморазведка МОГТ на Западно-Жигулевской площади.»
2. Подсчет запасов нефти в коллекторах терригенной части визейского яруса Верхозимского месторождения. Саратов НИИ геологии, Ю.М.Мартынов, О.И.Алешечкин. Инв. №0383 Пензенской ПГТФ, 163 стр., г.Саратов, 1957.
3. Создание геолого-гидродинамической модели Верхозимского месторождения ОАО НГДУ «Пензанефть» в ПК «Триас». ООО «ВЕНСИС», Самара, 2004 г.
4. Обработка и комплексная интерпретация материалов сейсморазведки МОГТ 2D в объеме 110 пог. км в пределах Верхозимского месторождения. Саратовская геофизическая экспедиция ГУП НВНИИГГ, Саратов, 2005.
5. Шкуратов О.И., Ячменева Л.В., Саввин В.А. и др, «Обработка и комплексная интерпретация материалов сейсморазведки МОГТ 2Д в объеме 60 пог.км в пределах северной части Верхозимского месторождения», 2010г.
6. Стратиграфия, тектоника и полезные ископаемые Пензенской области. НВ НИИГГ, Зозырев Н.Н., Салтыков В.Ф., Саратов, 2001г.
7. «Пересчет балансовых запасов УВ и проект разработки по Верхозимскому месторождению Пензенской области», ответственный исполнитель О.И. Сорокина, 2005г.
8. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. М.: Недра, 1985. – 289 с
9. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. Москва, 1996
10. Методические указания по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов. Москва. 1983
11. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999. – 67 с