

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образование учреждения
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**Геологическое строение, нефтегазоносность и рекомендации по доразведке
Пойменного месторождения
(Оренбургская область)
АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ**

студента 4 курса 412 группы
специальности 21.05.02 - прикладная геология
заочного отделения
геологического факультета
Матвеева Александра Владимировича

Научный руководитель,
ассистент кафедры

А.В. Чуваев

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

А.Д. Коробов

Саратов 2019

Введение

Оренбургская область является одним из старейших нефтегазоносных регионов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На 2013 г. подготовлены к бурению 165 структур с перспективными ресурсами 222млн.т. нефти, 646млрд.м³ газа и 81 млн.т. конденсата (Российские недра, 2013). Многие месторождения, относительно небольшие по запасам, но и они представляют интерес не только с геологической, но и с экономической точки зрения. Особенно это связано с появлением новых подходов к анализу имеющихся материалов, которые могут быть использованы для уточнения строения месторождений, возможно даже для выявления еще не открытых залежей. Одним из таких месторождений является Пойменное месторождение.

В административном отношении Пойменное месторождение расположено на территории Сорочинского района Оренбургской области, в 2 км к северу от г.Сорочинск, через который проходит железнодорожная линия Оренбург-Самара.

Пойменное месторождение открыто в 1985 году, промышленная нефтеносность была установлена в отложениях воробьевского горизонта среднего девона - в пласте ДІV. Продуктивны на месторождении отложения воробьевского горизонта (пласт ДІV), пашийского горизонта (пласт ДІ) и тиманского горизонта (пласт Д0').

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки залежей пластов пласта ДІ воробьевского и ДІV пашийского горизонтов Пойменного месторождения, с которыми связаны основные запасы месторождения, значительная часть которых оценены по категории С₂.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизической информации по строению Пойменного месторождения;
- анализ собранного геолого-геофизического материала;
- уточнение геологического строения;
- анализ структурных планов продуктивных горизонтов;

- изучить характер литологической изменчивости коллекторов;
- разработать мероприятия по доразведке Пойменного месторождения.

Работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 46 страниц, 1 рисунка, 4 таблицы, 5 графических приложений и список использованных источников из 10 наименований.

Основное содержание работы

Глубокое разведочное бурение на месторождении было начато в 1973 г. В 1985 г. промышленная нефтеносность была установлена в отложениях воробьёвского горизонта среднего девона - в пласте Д1У, затем в 1988 г.- в отложениях пашийского горизонта верхнего девона - в пласте Д1.

Пробная эксплуатация на Пойменном месторождении начата в 1991 г. по индивидуальным планам пробной эксплуатации разведочных скважин.

В 1994 г. был составлен первый проектный документ «Проект пробной эксплуатации Пойменного месторождения», который был утверждён бюро ЦКР Минтопэнерго РФ (протокол № 1740 от 09.08.1994 г.).

В 1997 г. было выполнено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации Пойменного месторождения» с обоснованием целесообразности продления пробной эксплуатации до конца 1998 г., которое было утверждено ЦКР Минтопэнерго РФ (протокол ЦКР № 2181 от 02.10.97 г.).

В 1998 г. ОАО «Оренбурггеология» по материалам бурения и опробования 10 поисково-разведочных скважин произведен подсчёт геологических запасов нефти и растворённого газа по продуктивным пластам Д1 (Пойменное и Павельевско-Люкшинское поднятия) и Д1У (Пойменное поднятие), который был утверждён территориальной комиссией по запасам Комитета природных ресурсов по Оренбургской области.

В 2000 г. на месторождении дополнительно пробурены поисковая скв.451 на Павельевско-Люкшинском поднятии и эксплуатационная скв.1601 на Пойменном поднятии.

В 2000 г. ОАО «ОренбургНИПИнефть» составлена «Технологическая схема разработки Пойменного нефтяного месторождения». Проектный

документ был утверждена на бюро ЦКР Минэнерго РФ (протокол ЦКР № 2664 от 15.12.2000 г.) сроком на три года по третьему варианту (дополнительному), который предусматривал:

- разработку Павельевско-Люкшинского поднятий одиночными скважинами на естественном режиме;
- разбуривание Пойменного поднятия по сетке 600 x 600 м и эксплуатация продуктивных отложений с поддержанием пластового давления;
- общий проектный фонд 16 скважин, в том числе 12 добывающих, 4 нагнетательных и 3 резервных;
- применение методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи.

В 2003 г. с целью уточнения геологического и тектонического строения месторождения ОАО «Татнефтегеофизика» проведены сейсморазведочные работы методом 3D на Пойменной площади [1]. Результаты интерпретации сейсморазведочных данных и данных глубокого бурения позволили существенным образом уточнить тектоническое и геологическое строение месторождения, положение границ ранее выявленных залежей нефти, а также, вкпе с результатами опытной эксплуатации определить геолого-промысловые характеристики продуктивных пластов и выполнить пересчёт начальных геологических запасов нефти. По состоянию на 01.01.2003 г. ООО «Гео Дэйта Консалтинг» выполнен подсчет запасов нефти, растворенного газа и технико-экономическое обоснование КИН по пластам ДПашийского горизонта верхнего девона (Пойменное и Павельевско-Люкшинское поднятия), ДІVворобьевского горизонта среднего девона (Пойменное, Павельевско-Люкшинское поднятия).

В строении геологического разреза Пойменного месторождения принимают участие породы архейского складчатого фундамента и перекрывающий его осадочный чехол, представленный карбонатными, терригенными и сульфатно-соленосными отложениями девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем.

Геологический разрез Пойменного месторождения имеет сложное строение. Мощный осадочный чехол представлен как карбонатными, так и терригенными комплексами, есть перерывы в осадконакоплении. По условиям образования осадки морские и прибрежно морские, в воробьевское и пашийское время были благоприятные условия для формирования коллекторов и флюидоупоров.

Воробьевский горизонт представлен проницаемыми прослоями песчаников серых, буровато-коричневых, кварцевых и полевошпатово-кварцевых, мелкозернистых, алевролитов песчанистых, темно-серых, зеленовато-серых, кварцевых, мелкозернистых, разномзернистых (пласт Д1V). Выше пласта Д1V залегает пачка известняков серых, темно-серых, органогенных и тонко-мелкозернистых, прослоями глинистых, плотных с тонкими прослойками глинистых пород аргиллитов темно-серых, темно-зеленовато-серых, каолинитово-гидрослюдистых толщиной 1,9-5,5 м. Толщина 20-35 м.

Пашийский горизонт сложен пачкой глинистых пород, толщиной 5-7 м, мистняками коричневатого-серыми, тонкозернистыми с органогенным детритом, органогенными, плотными. В нижней части горизонта залегает пласт Д2, который представлен переслаиванием алевролитов зеленовато-серых, кварцевых, разномзернистых, песчаников светло-серых, серых, кварцевых, мелкозернистых и аргиллитов темно-серых, черных, каолиновых и слюдяных. Толщина 20-25 м.

В региональном плане по поверхности фундамента Пойменное месторождение расположено на юго-восточном склоне Жигулевско-Оренбургского свода по осадочному чехлу - в зоне сочленения Бузулукской впадины с Восточно-Оренбургским валообразным поднятием (Восточно-Оренбургским структурным выступом).

По поверхности фундамента исследуемый участок расположен на южном склоне Жигулевско-Оренбургского свода, характеризуется блоковым строением и наличием плоскоповерхностных выступов и вершин со

ступенеобразным погружением в южном и юго-восточном направлении в сторону Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба. Площадь изучения расположена на одной из таких вершин – Пойменной.

У северо-западной границы Пойменного блока фундамент осложнен Ольховским грабеном, осложненным более мелкими поднятиями горстового типа, субширотного простирания и амплитудой более 140 м, заполненный рифейскими терригенными отложениями. К началу койвенского времени грабен был сnivelирован осадками. На рубеже семилукского и петинского времени произошли инверсионные тектонические подвижки по существовавшим тектоническим нарушениям, и на месте грабена сформировался горст. В верхнефранское время активизировались седиментационные процессы (Пойменное месторождение находится в зоне Бобровско-Покровского биогермного вала). Карбонатная седиментация значительно изменяет детали строения терригенно-карбонатных девонских структур, приводит к смещению их сводов.

По отложениям нижнего карбона площадь расположена во внешней бортовой зоне Мухано-Ероховского прогиба.

Пойменный блок в пределах которого поверхность фундамента вскрыта скважинами на абс.отметках -3542-3605 м, осложнен двумя линейно-вытянутыми структурными зонами, северная из которых представлена Восточно-Пойменной (скв.292); южная включает в себя Пойменное (скв. 446,1601,1605, 440, 406), Павельевское (скв. 442) и Люкшинское (скв. 451) поднятия, имеющие преимущественно северо-западное простирание. По материалам сейсмоки 3D в районе Пойменного месторождения установлены тектонические нарушения амплитудой 10-30 м по девонским отложениям. Залежи нефти приурочены к Пойменному и Павельевско- Люкшинскому куполу. По отражающей поверхности ДКВ (кровля койвенского горизонта), практически полностью сохраняются структурные элементы, выделенные по фундаменту.

По кровле коллектора пласта ДІVворобьевского горизонта выделяются

Пойменное и Павельевско-Люкшинское поднятия. По замкнутой изогипсе -3420 размеры Пойменного поднятия составляют 4х4 км, амплитуда 20 м. Павельско-Люкшинское поднятие по замкнутой изогипсе -3430 имеет размеры 4,4 х 4,7 км, амплитуда 20 м.

По кровле коллектора пласта ДІ пашийского горизонта выделяется те же 2 структурных поднятия, но более пологие: Пойменное поднятие значительно уменьшилось в размерах, размеры его в пределах замкнутой изогипсы -3280 м составили 2,4 х 1,2 км, амплитуда 10 м; Павельевское-Люкшинское поднятие его размеры 5,2 х 4,2 км в пределах замкнутой изогипсы -3310 м, амплитуда 20 м.

Пойменное месторождение расположено в пределах Покровско-Бобровского нефтегазоносного района Оренбургской нефтегазоносной области юго-восточной части Волго-Уральской провинции.

В разрезе Пойменного месторождения установлена промышленная нефтеносность пашийского горизонта (пласт ДІ) верхнего девона и воробьёвского горизонта (пласт ДІV) среднего девона, по которым выполнен подсчет запасов нефти [2]. Нефтеносность пласта ДО' тиманского горизонта верхнего девона установлена по данным ГИС в единственной скв. 1605, пробуренной на Пойменном поднятии. Пласт ДО' имеет линзовидное строение, прослеживается только на Пойменном поднятии.

Пойменное месторождение является многокупольным:

- Пойменное поднятие - пласты ДО', ДІ, ДІV;
- Павельевско-Люкшинское поднятие - ДІ, ДІV;

Продуктивный пласт ДІVворобьёвского горизонта залегает в подошвенной части воробьёвского горизонта и представлен кварцевыми, пористыми, разномерными песчаниками. Региональной покрывкой для залежи служит одновозрастная глинистая пачка толщиной 16-20 м. Локальной покрывкой являются плотные известняки толщиной 3-5 м. Залежь подстилается плотными карбонатными породами афонинского надгоризонта. Продуктивный пласт состоит из 2-6 проницаемых прослоев толщиной от 0,4 м до 3,3 м. В скв. 447,

442 коллектор замещен непроницаемыми разностями пород.

Пойменное поднятие. Нефтеносность пласта ДІV на поднятии установлена по данным ГИС, керна и подтверждена испытаниями в эксплуатационной колонне в скв.406, 446, 1601. В скв. 1605 нефтеносность установлена по данным ГИС. При испытании пласта дебиты безводной нефти на Пойменном поднятии составили от 54,7 т/сут на НКТ-2.5” (скв.406) до 216 т/сут при $\langle \text{Зшт} = 10 \text{ мм} \text{ и } \Delta P = 5,0 \text{ МПа} \rangle$.

ВНК залежи принят условно на абс.отм. -3423,0 м (округленно). При испытании в интервале с абс.отм.-3410,8-3422,6 м получен приток безводной нефти дебитом 54,7 т/сут. Залежь с северо-запада ограничена зоной замещения коллектора, с севера, с юго-запада и с юго- востока - тектоническими нарушениями.

В пределах контура нефтеносности нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам изменяется от 1,9 м до 8,0 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина из геологической модели составляет 1,59 м. Коэффициент эффективной толщины равен 0,547, коэффициент расчлененности - 2,5.

Тип залежи - пластовый сводовый, литологически, тектонически ограниченный.

Павельевско-Люкшинское поднятие. Нефтеносность пласта на поднятии установлена по данным ГИС и подтверждена испытаниями в эксплуатационной колонне в единственной скв.451. При испытании пласта в интервале с абс.отм. - 3425,0-3427,2 м получен приток безводной нефти дебитом 10,8 т/сут при $d_{\text{шт}} = 5 \text{ мм}$. В скв.442 коллектор пласта замещен непроницаемыми разностями пород.

ВНК залежи принят условно на абс.отм. -3428,0 м. С юга и с запада залежь ограничена зоной замещения коллектора.

Нефтенасыщенная толщина пласта в скв.451 составляет 2,2 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина из геологической модели составляет 3,88 м. Коэффициент эффективной толщины равен 0,732, коэффициент расчлененности - 8.

Тип залежи - пластовый сводовый, литологически ограниченный.

Продуктивный пласт ДІ пашийского горизонта залегает в средней части пашийского горизонта и сложен хорошо отсортированными разномерными кварцевыми песчаниками и алевролитами. Продуктивный пласт состоит из 1-5 проницаемых прослоев толщиной от 0,4 м до 2,1 м.

Пойменное поднятие. Нефтеносность пласта установлена по данным ГИС, керна, и подтверждена испытаниями в эксплуатационной колонне в единственной скв. 446. При испытании пласта в интервале с абс.отм. -3272,4-3275,6 м получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 90,6 т/сут при $d_{шт}=8$ мм и $\Delta P=10,1$ МПа. В скв. 406, 446, 1601 вскрыта водоносная часть пласта. В скв. 440, пробуренной в северной части поднятия, информация о геолого-физической характеристике пласта отсутствует, по причине отсутствия исследований ГИС.

ВНК принят условно на абс.отм. -3280 м. С учетом данных вновь пробуренной скв.1605, которая вскрыла водоносную часть залежи, в геологической модели (2006 г.) ВНК залежи принят условно на абс.отм. -3276,6 м. С юго-запада залежь ограничена тектоническим нарушением.

Нефтенасыщенная толщина пласта в скв.446 составляет 2,5 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина из геологической модели составляет 1,97. Коэффициент эффективной толщины равен 0,524, коэффициент расчлененности - 2,2 Тип залежи - пластовый сводовый, тектонически ограниченный.

Павельевско-Люкшинское поднятие. Залежь пласта ДІ на поднятии вскрыта в скв.442, 451. Нефтеносность пласта установлена по данным ГИС, керна в скв.442, 451 и подтверждена испытаниями в эксплуатационной колонне в скв.442. При испытании пласта в интервале с абс.отм. -3297,2-3300,2 м получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 40,2 т/сут на 7 мм штуцере при $\Delta P=14,31$ МПа.

ВНК залежи принят условно на абс.отм. -3309,0 м (округленно). Залежь ограничена тектоническими нарушениями в северной, восточной и юго-восточной частях.

В пределах контура нефтеносности нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам изменяется от 1,7 м до 2,2 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина из геологической модели составляет 2,14 м. Коэффициент эффективной толщины равен 0,431, коэффициент расчлененности - 3.

Тип залежи - пластовый сводовый, тектонически ограниченный.

Нефтеносность залежи тиманского горизонта (пласта ДО') выявлена на Пойменном поднятии.

Продуктивный пласт ДО' залегает в нижней части тиманского горизонта. Коллектор пласта вскрыт в единственной скв.1605. В остальных скважинах Пойменного поднятия коллектор пласта замещен непроницаемыми разностями пород. Нефтеносность установлена по данным ГИС.

Нефтенасыщенная толщина пласта составляет 1,6 м, коэффициент эффективной толщины 1,0, расчлененность - 1,0.

Тип залежи - литологический, тектонически экранированный.

По состоянию на 01.01.2006 г. на Государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ числятся начальные запасы нефти (геологические/извлекаемые) в целом по Пойменному месторождению по категориям C_1+C_2 в количестве 4191/1422 тыс.т, в том числе по категории C_1 - 2791/998 тыс.т, по категории C_2 - 1400/424 тыс.т.

Анализ геологического строения и нефтегазоносности рассматриваемого месторождения позволяет сделать следующие выводы:

1. Пойменное месторождение характеризуется сложным геологическим строением с наличием разрывных нарушений и перерывами в осадконакоплении.

2. Залежи нефти приурочены к пластовым сводовым, тектонически и литологически экранированным ловушкам, тектонически ограниченным.

3. Коллекторы крайне не выдержаны по площади.

4. Водо-нефтяные контакты в большинстве случаев приняты условно.

5. Хотя месторождение уже введено в промышленное освоение по соотношению извлекаемых запасов категорий C_1 и C_2 месторождение относится

к недоизученным. Основные запасы отнесены к категории C_2 и составляют более 70%.

Все вышеизложенное указывает на то, что месторождение является недоизученным. Степень изученности основных объектов разработки воробьевского (пласт ДІ) и пашийского (пласт ДІV) горизонтов недостаточна. Недоразведанными остается северо-восточная часть Пойменного поднятия по пласту ДІ, север-восточная и юго-западная части Павельевско-Люкшинского поднятия месторождения.

Для уточнения геологического строения, оценки фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, и добычных возможностей месторождения необходимо проведение доразведки на Пойменном поднятии в воробьевских отложениях и Павельевско-Люкшинском поднятии в пашийских отложениях Пойменного месторождения.

С целью доразведки залежей основных продуктивных пластов ДІ и ДІV, а также перевода запасов нефти категории C_2 в C_1 рекомендуется бурение трех независимых разведочных скважин

Независимую разведочную скважину 407Р рекомендуется заложить в сводовой части Пойменного локального поднятия выделяемого по кровле пласта ДІворобьевского горизонта на расстоянии 1,8 км к северо-востоку от скв. 406, с проектной глубиной 3700 м и проектным горизонтом – бийским. Цель бурения: вскрытие и опробование пласта ДІ воробьевского горизонта, а также перевод запасов нефти категории C_2 в C_1 .

Независимую разведочную скважину 408Р рекомендуется заложить в пределах центральной части Павельевско-Люкшинского локального поднятия выделяемого по кровле пласта ДІV на расстоянии 3,5 км на юго от скв. 442, с проектной глубиной 3500 м и проектным горизонтом – ардатовским. Цель бурения: вскрытие и опробование пласта ДІV, а также перевод запасов нефти категории C_2 в C_1 .

Независимую разведочную скважину 409Р рекомендуется заложить в пределах северной части Павельевско-Люкшинского локального поднятия по

кровле пласта Д1V на расстоянии 3,6 км на северо-восток от скв. 442, с проектной глубиной 3500 м и проектным горизонтом – ардатовским. Цель бурения: вскрытие и опробование пласта Д1V, а также перевод запасов нефти категории С₂ в С₁.

Заключение

Пойменное месторождение имеет сложное блоковое строение. В пределах месторождения выделяются два поднятия Пойменное и Павельевско-Люкшинское, на которых пробурены скважины, которые подтвердили нефтегазоносность в пластах Дворобьевского и Д1Vпашийского горизонтов. Тип залежей - пластовый сводовый, литологически, тектонически ограниченный

Несмотря на комплекс проведенных ранее геолого-геофизических исследований залежи продуктивных пластов воробьевского и пашийского горизонтов на Пойменном поднятии по пласту Д1V на Павельевско-Люкшинское поднятии по пласту Д1 являются не достаточно изученными. Границы ВНК, а следовательно и размеры залежи имеют условный характер и нуждаются в детализации. Кроме того, соотношение запасов по категориям С₁ и С₂ позволяет продолжить доразведку этих залежей.

Для осуществления доразведки Пойменного месторождения рекомендуется заложение трех независимых разведочных скважин 407Р, 408Р, 409Р с проектной глубиной соответственно 3700 м, 3500 м, 3500 м и проектными горизонтами – бийским и ардатовским.

Бурение разведочных скважин позволит уточнить строение залежей пластов Д1 и Д1V Пойменного месторождения, выполнить перевод запасов нефти в более высокую категорию С1, на основании полученных данных составить новый проектный документ на разработку месторождения. Это позволит оптимально спроектировать геолого-технические мероприятия по разработке месторождения и рационально выработать извлекаемые запасы нефти.

Список использованных источников

1. Петрова Л.К. Сейсморазведочные работы методом 3D на Пойменной площади. Отчет с.п.1601-1 ОАО «Татнефтегеофизика», г.Бугульма, 2003.
2. Климушин И.М. Подсчет геологических запасов нефти, растворённого газа и сопутствующих компонентов, технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти (ТЭО КИН) Пойменного нефтяного месторождения, г. Москва, 2003.