

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**Геологическое обоснование доразведки залежей пашийского и
воробьевского горизонтов Пойменного месторождения
(Оренбургская область)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Иванова Александра Сергеевича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. наук, доцент

А.Т. Колотухин

Заведующий кафедрой
доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2024

ВВЕДЕНИЕ

В тектоническом плане Бузулукская нефтегазоносная область приурочена к Бузулукской впадине. Эта территория относится к одному из старейших районов нефтегазодобычи.

К настоящему времени на территории Бузулукской впадины в девонских отложениях открыто более 30 многопластовых нефтяных и газовых месторождений, в том числе Зайкинское, Росташинское, Гаршинское, Конновское, Вишневское, Давыдовское, Пойменное и др. в Оренбургской области; Мамуринское, Верхне-Гайское, Крюковское, Ломовское и др. в Самарской области; Западно-Степное, Западно-Вишневское и Разумовское в Саратовской области. Особенностью этих месторождений является то, что они содержат залежи легкой нефти с большим содержанием растворенного газа. К таким месторождениям относится объект исследования в дипломной работе – Пойменное месторождение.

Административно Пойменное месторождение расположено на территории Сорочинского района Оренбургской области.

Месторождение открыто в 1985 г. Залежи установлены в пластах: ДІV воробьевского горизонта, ДІ пашийского горизонта и Д0' тиманского горизонта. Запасы оценены по категории В₁+В₂ составили 3703/1345 тыс.т. Накопленная добыча в целом по месторождению составила 414,266 тыс.т.

Всего на месторождении пробурено 9 поисковых и разведочных скважин.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки Пойменного месторождения на участках залежей воробьевского и пашийского горизонтов, оцененных по категории В₂.

Основные задачи, поставленные в рамках дипломной работы: собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Пойменного месторождения, обосновать необходимость доразведки залежей пашийского и воробьевского горизонтов.

Дипломная работа на 52 страницах включает: введение, геолого-

геофизическую изученность, литолого-стратиграфическую характеристику разреза, тектонику, нефтегазоносность, обоснование доразведки, заключение и список использованных источников из 15 наименований. Иллюстрируется 3 рисунками, 5 таблицами, 5 графическими приложениями.

Содержание работы

Геологические исследования рассматриваемой территории начались в 30-х гг. прошлого века с геологической съемки.

Геофизические исследования в пределах исследуемой территории начались с электроразведочных работ методом ВЭЗ, которые проводились с 1935 г. по 1953 г.

Наземные магнитометрические исследования осуществлялись в 1943- 1944 гг.

В 1953 г. тестом «Башнефтегеофизика» (Колушов В.Н.) проводилась гравиметрическая съемка масштаба 1:200000.

Структурное бурение проводилось с 1951 г. по 1986 г. Структурным бурением изучено тектоническое строение района по пермским отложениям, установлено их региональное погружение на юго- запад, осложненное рядом локальных поднятий, структурных носов и перегибов [1].

В 1977-1979 гг. и 1981 г. в восточной части Оренбургской области по результатам проведенных геолого-геофизических работ проводились тематические исследования. В результате построены структурные карты по основным маркирующим горизонтам, установлены общие закономерности геологического строения региона, протрассированы основные девонские грабенообразные прогибы (ДГП).

Бурение непосредственно на месторождении начато в 1973 г. В 1985 г. установлена промышленная нефтеносность в воробьевском горизонте - в пласте ДІV, затем в 1988 г.- в пашийском горизонте - в пласте ДІ.

Пробная эксплуатация на Пойменном месторождении начата в 1991 г.

В 1998 г. ОАО «Оренбурггеология» по материалам бурения и опробования

9 поисково-разведочных скважин произведен подсчёт геологических запасов нефти и растворённого газа по продуктивным пластам ДI (Пойменное и Павельевско-Люкшинское поднятия) и ДIV (Пойменное поднятие) [2].

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»:

В 2003 г. с целью уточнения геологического и тектонического строения месторождения ОАО «Татнефтегеофизика» проведены сейсморазведочные работы методом МОГТ-3D на Пойменной площади [3]. Результаты интерпретации сейсморазведочных данных и данных глубокого бурения позволили существенным образом уточнить тектоническое и геологическое строение месторождения, положение границ ранее выявленных залежей нефти.

Литолого – стратиграфическая характеристика разреза Пойменного месторождения базируется на основании результатов бурения скважин, полного комплекса промыслово-геофизических исследований и данных, полученных при отборе кернa [3].

Разрез месторождения представлен породами архейского фундамента и осадочными отложениями девонского, каменноугольного, пермского и четвертичного возраста.

Архейский фундамент вскрыт в скв. №№406, 441, 446, 447, 454, 448 на глубинах 3735-3740 м. и представлен гранито-гнейсами.

Мощный осадочный чехол Пойменного месторождения сложен как карбонатными, так и терригенными комплексами.

Палеозойские отложения представлены карбонатными и терригенными породами девонской системы толщиной 940-1085 м, каменноугольной системой толщиной 1200-1330 м и сульфатно-соленосной толщей пермской системы толщиной 1290-1470 м.

В разрезе отмечаются перерывы в осадконакоплении, наблюдается

невыдержанность пластов по простиранию и наличие зон фациального замещения пород. По условиям образования преобладают отложения морские и прибрежно морские.

В разрезе выделяются пласты коллекторы и флюидоупоры в средне- и верхнедевонских отложениях, образующие природные резервуары, благоприятные для формирования скоплений УВ.

Породы-коллекторы воробьевского горизонта представлены песчаниками серыми, буровато-коричневыми, кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми, мелкозернистыми, в пашийском горизонте пласты коллекторы сложены песчаниками светло-серыми, серыми, кварцевыми, мелкозернистыми.

В региональном плане, по поверхности фундамента Пойменное месторождение расположено на юго-востоке Оренбургской гряды, по осадочному чехлу - в пределах Бобровско – Покровской зоны поднятий Бузулукской впадины [4].

Бузулукская впадина представляет собой крупнейшую отрицательную структуру Волго-Уральской провинции. Она разделяет Жигулевский, Пугачевский, Татарский своды и Восточно-Оренбургское сводовое поднятие.

Внутренняя структура впадины имеет сложное строение. Впадина погружается (раскрывается) на юг в глубоко погруженную Прикаспийскую депрессию. Поверхность фундамента во впадине погружается с 4 км на севере до 6-7 км в южной части.

Бузулукская впадина выражена по всему разрезу осадочного чехла и фундамента. Центральная часть ее часть прогибалась более интенсивно, чем борта. Вверх по разрезу отмечается выполаживание впадины.

Сочленение впадины со сводами происходит через систему тектонических нарушений. Между этими нарушениями фундамент образует ступени, в осадочном чехле им соответствуют зоны дислокаций, разделенные флексурами.

Центральная часть Бузулукской впадины в региональном плане ступенеобразно, через систему разломов погружена на юг. Вдоль южных крыльев сформированы цепочки локальных структур в средне -

верхнедевонское время, с которыми связаны ловушки структурно-дизъюнктивного типа.

Значительную роль в формировании разломно-блоковой тектоники на юге Бузулукской впадины принадлежит Чинаревскому выступу, наличие которого было подтверждено большим стратиграфическим перерывом [5].

Севернее выделяется Камелик-Чаганский выступ. В его пределах выделяется ряд структур, где поверхность девонских отложений наклонена к северу.

В фаменско - турнейском этаже центральная часть Бузулукской впадины осложнена Муханово-Ероховским прогибом, который является частью Камско-Кинельской системы прогибов.

По нижнекаменноугольным отложениям Пойменное месторождение расположено во внешней бортовой зоне Муханово-Ероховского прогиба.

В пределах Пойменного месторождения по кровле коллектора пласта ДІV выделяются Пойменное и Павельевско-Люкшинское поднятия, осложненные тектоническим нарушением. По замкнутой изогипсе - 3420 размеры Пойменного поднятия составляют 4х4 км, амплитуда 23 м. Павельевско-Люкшинское поднятие по замкнутой изогипсе -3430 имеет размеры 1,5 х 1,5 км, амплитуда 18 м.

По кровле коллектора пласта ДІ выделяется более пологие Пойменное и Павельевско-Люкшинское поднятия. Пойменное поднятие в контуре замкнутой изогипсы -3280 м имеет размеры 2,4 х 1,2 км, амплитуду 10 м, Павельевское-Люкшинское поднятие в контуре изогипсы -3310 м имеет размеры 5,2 х 4,2 км и амплитуду 20 м. На северо-востоке, юго-востоке и севере оно осложнено тектоническими нарушениями.

По схеме нефтегеологическом районирования Пойменное месторождение расположено в пределах Северного нефтегазоносного района Бузулукской нефтегазоносной области юго-восточной части Волго-Уральской провинции, где продуктивны пласты от эйфельского яруса среднего девона до казанского яруса средней перми [5].

В разрезе Пойменного месторождения установлена промышленная нефтеносность тиманского (пласт ДО'), пашийского (пласт ДІ) и воробьёвского (пласт ДІV) горизонтов.

Нефтяные залежи воробьёвского горизонта (пласт ДІV)

Нефтеносность пласта установлена на Пойменном и Павельевско-Люкшинском поднятиях.

Нефтеносность пласта ДІV на Пойменном поднятии установлена по данным ГИС, керна и подтверждена испытаниями в эксплуатационной колонне в скв. №№406, 446, 1601. В скв. №406 при испытании в интервале абс.отм.-3410,8-3422,6 м получен приток безводной нефти дебитом 54,7 т/сут. Нефтеносность в скв.1605 установлена по данным ГИС.

ВНК залежи принят условно на абс.отм. -3423,0 м по ГИС.

Тип залежи - пластовый сводовый, литологически, тектонически экранированный.

Нефтеносность пласта на Павельевско-Люкшинском 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. В скв. №442 коллектор пласта замещен непроницаемыми разностями пород.

ВНК залежи принят условно на абс.отм. -3428,0 м по ГИС и испытанию в скв. №451.

Тип залежи - пластовый сводовый, литологически экранированный.

Залежь пашийского горизонта (пласт ДІ)

Нефтеносность пласта установлена на Пойменном и Павельевско-Люкшинском поднятиях.

Нефтеносность пласта на Пойменном поднятии 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. 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 залежи принят условно на абс.отм. -3276,6 м по ГИС и испытанию пласта в скв. №446 (-3275,6 м) и кровлей водоносного по ГИС пласта в скв.№1605 (-3277,5 м).

Тип залежи - пластовый сводовый, тектонически экранированный.

Залежь пласта ДІ на Павельевско-Люкшинском 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.

ВНК залежи принят условно на абс.отм. -3309,0 м.

Тип залежи - пластовый сводовый, тектонически экранированный.

Нефть пласта ДІ легкая (плотность - 0,745 г/см³), маловязкая (вязкость в 1,035 мПа*с), сернистая (1,28 % масс), смолистая (11,8 % масс), парафиновая (5,86 % масс).

Растворенный в нефти газ содержит: метана 50,34 % мол, этана -12,37 % мол, пропана - 11,88 % мол, бутанов - 10,64 % мол, гелия - 0,095 % мол. Сероводород в газе не обнаружен. Плотность газа по воздуху составляет 1,339 кг/м³.

Нефть пласта ДІV является легкой (плотность 0,741 г/см³), маловязкой (0,545 мПа*с), сернистой - 0,66 % масс, смолистой -9,74 % масс, парафиновой - 5,02 % масс.

Растворенный в нефти газ содержит: метана - 74,5 % мол, этана - 7,23 %, пропана - 8,56 %, бутанов - 3,48 %, сероводород не обнаружен. Плотность газа по воздуху равна 0,988.

Таким образом, промышленная нефтеносность Пойменного месторождения связана с пластами ДІ пашийского, ДІV воробьёвского горизонта ниже - франского и среднедевонского возрастов, с которыми связаны основные запасы В₁ и В₂. Залежи пластовые сводовые, тектонически,

литологически экранированные. Коллекторы насыщены нефтью с растворенным газом, флюидоупорами являются аргиллиты.

Месторождение введено в разработку. Запасы оценены по категории B_1+B_2 составили 3703/1345 тыс.т. Накопленная добыча в целом по месторождению составила 414,266 тыс.т. Большая часть оцененных запасов категории B_2 связана с залежью пласта ДІ пашийского горизонта. Все это позволяет считать залежи пластов ДІV и ДІ неразведанными.

Необходимость постановки работ по геологическому изучению и доразведке залежей пластов ДІV воробьевского и ДІ пашийского горизонтов обусловлена слабой подготовленностью запасов промышленных категорий B_1 , недостаточной изученностью зон распространения коллекторов в определенных участках месторождения.

С этой целью в контурах залежей в воробьевском и пашийском горизонтах с запасами категории B_2 рекомендуется пробурить три разведочные скважины.

Разведочную скважину №1Р рекомендуется заложить на севере Пойменного поднятия в 1,3 км северо-восточней скв. №406. Проектная глубина - 3570 м и проектный горизонт – черныярский.

Цель бурения скважины: подтверждение залежи пласта ДІ воробьевского горизонта на северо - востоке Пойменного поднятия, получение дополнительной информации по подсчетным параметрам.

Разведочную скважину №2Р рекомендуется заложить в центральной части Павельевско-Люкшинского поднятия в 1,9 км южнее скв. №442. Проектная глубина - 3470 м и проектный горизонт – муллинский.

Цель бурения скважины: подтверждение залежи пласта ДІ пашийского горизонта на юго-востоке Павельевско-Люкшинского поднятия, получение дополнительной информации по подсчетным параметрам.

Разведочную скважину №3Р рекомендуется заложить в северной части Павельевско-Люкшинского поднятия в 1,75 км северо-восточнее скв. №442. Проектная глубина - 3470 м и проектный горизонт – муллинский.

Цель бурения скважины: подтверждение залежи пласта ДІ пашийского

горизонта на северо-востоке Павельевско-Люкшинского поднятия, получение дополнительной информации по подсчетным параметрам.

Для решения поставленных задач по доразведке, в разведочных скважинах рекомендуется следующий комплекс геолого-геофизических исследований:

- бурение с отбором керна из воробьевского и пашийского горизонтов;
- геофизические, геохимические, гидродинамические исследования скважин в процессе бурения и испытания;
- опробование и испытание продуктивных пластов;
- лабораторные исследования керна и пластовых флюидов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На Пойменном месторождении, открытом в 1985 г., установлена основная нефтеносность в пластах ДІ пашийского и ДІV воробьевского горизонтах.

Границы залежей пластов воробьевского и пашийского горизонтов на Пойменном поднятии по пласту ДІV на Павельевско-Люкшинское поднятии по пласту ДІ имеют условный характер и нуждаются в детализации. Соотношение запасов по категориям В₁ и В₂ позволяет продолжить доразведку этих залежей.

На основании анализа имеющихся геолого – геофизических материалов, результатов бурения и испытания поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин рекомендуется провести доразведку Пойменного месторождения с заложением 3 разведочных скважин №№1Р с проектной глубиной 3570 м и проектным горизонтом - черноморским, скважины №№2Р, 3Р с проектными глубинами - 3470 м и проектным горизонтом – муллинским. В процессе бурения рекомендуется комплекс геолого – геофизических и других исследований, позволяющих получение дополнительной информации, необходимой для уточнения модели строения залежей пластов ДІ и ДІV. В случае получения промышленных притоков нефти будут приращены запасы по категории В₁, а сами скважины могут быть переведены в разряд эксплуатационных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Понтелеева, А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / под редакцией А.С. Понтелеева, Н.Ф.Козлова. – Оренбург, Оренбургское книжное изд-во, 1997ю – 272 с.
- 2 Подсчет запасов нефти, растворенного газа и содержащихся в них компонентов Пойменного месторождения Оренбургской области по состоянию изученности на 01.01.1998 г. / Фонд ОАО «Оренбурггеология», г.Оренбург, 1998. – 120 с.
- 3 Петрова, Л.К. Сейсморазведочные работы методом МОГТ-3D на Пойменной площади. Отчет с.п.1601-1/ Л.К. Петрова. ОАО «Татнефтегеофизика», г. Бугульма, 2003. – 377 с.
- 4 Колотухин, А.Т. Волго-Уральская и Предуральская нефтегазоносная провинция / А.Т. Колотухин, М.П. Логинова, учебное пособие, ООО Издательский центр «Наука». Саратов, 2017. – 132 с.
- 5 Клещев К.А. Нефтяные и газовые месторождения России/ К.А. Клещев, В.С. Шеин. Справочник в 2-х книгах. Книга 1 – Европейская часть России. М: ВНИГНИ, 2010. – 832 с.