

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
Павловского месторождения в процессе эксплуатации**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса , 551 группы, очной формы обучения

геологического факультета

специальности: 21.05.02 « Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

Никифорова Кирилла Андреевича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцентЛ.А. Коробова

Заведующий кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессорА.Д. Коробов

Саратов 2022

ВВЕДЕНИЕ

Саратовская область является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов. В настоящее время в Саратовской области отмечено снижение объемов добычи нефти и газа. Причинами этого могут являться: снижение добычи на разрабатываемых месторождениях, увеличение трудно извлекаемого сырья и др. В настоящее время увеличение ресурсной базы возможно за счет открытия новых месторождений и доразведки старых. Одним из таких месторождений, где требуется доразведка, является Павловское.

Павловское газоконденсатное месторождение расположено в восточной части Бортового лицензионного участка, в зоне развития солянокупольной тектоники.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Павловского месторождения в процессе эксплуатации.

Для достижения указанной цели, необходимо решить следующие задачи:

- сбор и анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность Павловского месторождения;
- обоснование недоизученности залежей пластов K_1 , K_2 исследуемого месторождения с использованием уточненных моделей продуктивных пластов;
- предложение рекомендаций по доразведке Павловского месторождения.

В административном отношении месторождение расположено в Дергачевском районе Саратовской области в 15 км к северу от п. Дергачи, что показано на рисунке 1 [1].

Площадь исследования располагается в пределах юго-восточной части Восточно-Европейской платформы и ее структур 1 порядка: в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы и бортовой зоны Прикаспийской впадины

Дипломная работа состоит из введения, заключения и содержит 41 страниц текста, 4 рисунка, 7 графических приложений. Список использованных источников включает 11 наименований.

Основное содержание работы

Изучение геологического строения района начато в 1960-х годах. На территории были проведены региональные и рекогносцировочные работы, сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка и аэромагнитная съемка. По результатам этих работ была выявлена и протрассирована Прикаспийская синеклиза и получены сведения о структуре фундамента.

Павловская структура была выявлена по результатам геохимической съемки (проведенной в период 1974-1975 гг.), контуры которой были уточнены по данным сейсморазведочных работ, выполненные Саратовской геофизической экспедицией в период 1974-1977 гг. [1].

В 1977 г. Саратовская геофизическая экспедиция выполнила работу по паспортизации Павловской структуры по нижнепермским, среднекаменноугольным и девонским отложениям. По результатам структурных построений нижнепермских отложений была заложена поисковая скважина №11 в 1979г., которая и явилась первооткрывательницей Павловского месторождения.

Последующие скважины, пробуренные на Павловской структуре (скв. 12, 13, 14) были заложены в целях подтверждения залежи и оконтуривания выявленной сейсморазведкой структуры. Результаты бурения позволили уточнить структурный план и детализировать его, выделив два куполовидных поднятия – западное и восточное.

В 2020 году в рамках подсчета запасов выполнен комплексный анализ материалов ГИС по пробуренному фонду скважин и сейсморазведочных работ МОГТ-2Д прошлых лет, осуществлена актуализация геологического строения и запасов УВ месторождения и были уточнены модели строения залежей продуктивных пластов [2].

Геологическое строение осадочного чехла территории исследования представлено породами палеозойского (P_z), мезозойского (M_z) и кайнозойского (K_z) возрастов, что показано на приложении А. Максимально вскрытые отложения отождествляются со средним-верхним девоном (D_{2-3}), породы кристаллического фундамента на Павловском месторождении бурением не изучены [1].

Отложения среднего девона в составе живетского яруса представлены чередованием известняков тёмно-серых, тонко- и мелкокристаллических, песчаниковидных, сильно трещиноватых, глинистых, пиритизированных, с включениями кальцита и аргиллитов тёмно-серых, слабослюдистых, тонкопиритизированных, местами переходящих в глинистых известняк.

Верхний девон представлен франским и фаменским ярусами.

Отложения франского представлены глинами зеленовато-серыми с прослоями и линзами алевролитов тёмно-серых глинистых, песчаников, мергелей. Выше по разрезу (в средней части) встречаются органогенно-обломочные известняки с остатками брахиопод и криоидей с прослоями глин и мергелей.

Отложения фаменского яруса представлены карбонатными породами. Общая мощность девонских отложений 430 м.

Вышезалегающие отложения каменноугольной системы с несогласием залегают на породах девона и представлены отложениями трех отделов.

Нижнекаменноугольные отложения представлены турнейским, визейским и серпуховским ярусами, сложены преимущественно карбонатными породами. В средней части выделяется толща аргиллитов с прослоями каменных углей и каолинистых глин визейского яруса.

Отложения среднего отдела каменноугольной системы представлены отложениями башкирского и московского ярусов, которые сложены преимущественно карбонатными породами. В средней части выделяется толща терригенных пород, представленная отложениями московского яруса.

Верхнекаменноугольные отложения в составе касимовского и гжельского ярусов сложены преимущественно карбонатными породами – известняками и доломитами. Общая мощность каменноугольных отложений 1330 м.

Отложения пермской системы представлены приуральским отделом в составе ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского и уфимского ярусов, биармийским отделом в составе казанского и уржумского ярусов и татарским отделом в составе северодвинского и вятского ярусов. Отложения пермской системы представлены чередованием карбонатных, терригенных, галогенных и сульфатных пород. Примерная мощность пермской системы 1300 м.

Вышезалегающие отложения триасовой системы с несогласием залегают на породах верхней перьми и представлены отложениями двух отделов.

Отложения нижнего триаса в составе индского и оленекского ярусов представлены терригенными породами.

Среднетриасовые отложения представлены анизийским ярусом и сложены алевролитами, глинами и песчаниками. Общая мощность триасовой системы 120 м.

Юрская система представлена средним отделом в составе байосского, батского и келловейского ярусов и верхним отделом в составе оксфордского, кимериджского и титонского ярусов и несогласно залегают на нижележащих триасовых отложениях. Отложения юрской системы представлены чередованием карбонатных и терригенных пород. Общая мощность юрской системы 180 м.

Меловая система представлена нижним отделом в составе берриасского, валанжирского, готеривского, баремского, аптского и альбского ярусов. Отложения меловой системы представлены преимущественно терригенными породами. Общая мощность юрской системы 350 м.

Отложения четвертичной системы несогласно залегают на нижележащих меловых отложениях. Отложения представлены глинами и песками с прослоями песчаников и алевролитов общей мощностью до 70 м.

Максимальная вскрытая мощность геологического разреза составляет 4000м. Разрез имеет сложное строение. Территория месторождения расположена в зоне развития солянокупольной тектоники. Литологической особенностью строения продуктивных пластов является наличие в коллекторах органогенного детрита.

Площадь исследования располагается в пределах юго-восточной части Восточно-Европейской платформы и ее структур 1 порядка: в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы и бортовой зоны Прикаспийской впадины.

Геологическое строение территории разделяют на следующие структурные этажи [1]:

- додевонский (архей, протерозой, нижний палеозой);
- фанерозойский
- солянокупольный

Формирование додевонского комплекса происходило на протяжении длительной геологической истории под воздействием карельского, байкальского и каледонского тектонических циклов, когда образовался кристаллический фундамент, затем рифей-вендский комплекс и, наконец, нижнепалеозойский комплекс [3].

Фанерозойская история развития территории начинается с эйфельского яруса среднего девона и заканчивается в четвертичное время. Комплекс представлен субгоризонтально-слоистым терригенно-карбонатным, полициклическим комплексом, со стратиграфическим несогласием залегающим на денудированной поверхности доплитного структурного этажа.

Изоляция Прикаспийского бассейна на эпигерцинском этапе развития от мирового океана, превращение его в закрытый морской бассейн в условиях

аридного климата привели к его засолению и аккумуляции массивной, в несколько километров, соляной толщи. С началом кунгурского века начинается компенсация этого глубоководного бассейна. Позднее, накопление мощной толщи терригенных образований верхнепермско-триасового возраста сформировало условия к проявлению интенсивной соляной тектоники, определившей своеобразное строение солянокупольного этажа.

По кровле коллектора пласта K_1 артинских отложений структура оконтурена изогипсой -1480м. Имеет северо-восточное простирание. Размеры 13,8 х 1,6 км, амплитуда 80м. Структура представляет собой линейную антиклинальную складку, осложненную цепочкой локальных поднятий северо-восточного простирания, размерами от 1,2 до 0,5 км, амплитудой от 20 до 60 м.

По кровле коллектора пласта K_2 кунгурских отложений структура оконтурена изогипсой -1480м. Имеет северо-восточное простирание. Размеры 16,4 х 3 км, амплитуда 140м. Структура представляет собой линейную антиклинальную складку, также осложненную локальными поднятиями, асимметричной формы, размером от 1,2 до 0,5км, амплитудой 20 до 60м.

Павловское газоконденсатное месторождение расположено в пределах Северо-восточной Прикаспийской нефтегазоносной области (НГО) Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП).

Продуктивность Павловского месторождения приурочена к верхнемосковско-нижнепермскому нефтегазоносному комплексу (НГК).

Верхнемосковско-нижнепермский карбонатный комплекс на лицензионном Бортовом участке распространен повсеместно. Открытые на участке месторождения приурочены к локальным поднятиям, расположенным вдоль бортового уступа Прикаспийской впадины. Ловушки, как правило, относятся к сложному комбинированному типу - структурно-литологическому. Коллекторы представлены доломитами и известняками

доломитизированными, мелкокристаллическими, трещиноватыми, иногда с органогенным детритом, так же встречается ангидрит. Покрышками служат карбонаты и галогенно-сульфатные породы. Промышленная газоносность установлена как в карбонатной (артинский пласт К₁), так и в карбонатно-сульфатной (кунгурский пласт К₂) частях нижнепермского разреза. По типу залежи преимущественно пластовые, сводовые [4].

Пласт К₂ представлен преимущественно доломитами, с примесью ангидритов. Общая толщина по пласту изменяется от 22,4 (в скв. 2) до 103,4 м (в скв. 11), составляя в среднем 52,7 м. Эффективная толщина по пласту изменяется от 9,4 (в скв. 22) до 18,2 м (в скв. 15), в среднем – 13,1 м. По пласту К₂ выделена одна газоконденсатная залежь. Газоконденсатная залежь вскрыта 13-ю скважинами от а.о.-1382,9 (в скв.16) до -1468,4 м (в скв. 30).

Пласт К₁ представлен преимущественно доломитами, с примесью ангидритов. Общая толщина по пласту изменяется от 66,5 (в скв. 31) до 218,4 м (в скв. 1), составляя в среднем 100,6 м. Эффективная толщина по пласту изменяется от 13,2 (в скв. 30) до 111,4 м (в скв. 1), в среднем – 41,1 м. По пласту К₁ выделена одна газоконденсатная залежь. Газоконденсатная залежь вскрыта шестью скважинами от а.о.-1428,7 м (в скв. 16) до –1466,6 м (в скв. 15). Залежь пластовая, сводовая, неполная, подстилаемая водой, размеры – 12,8 × 0,5-2,0 км, высота залежи 74 м.

ГВК принят на а.о. -1470,0 м по отметке в скв. 12. Положение «чистой воды» перфорацией не доказано ни в одной скважине.

По уточненной модели были пересчитаны запасы Павловского месторождения.

По состоянию на 01.01.2020 на гос. баланс по Павловскому месторождению представлены начальные запасы свободного газа в количестве (геологические/извлекаемые) – 5908/4989 млн. м³, в том числе по категории С1 – 5079/4296 млн м³, категории С2 – 829/693 млн м³, а также газового конденсата в количестве (геологические/извлекаемые) – 207/147 тыс. т, в том числе по категории С1 – 178/128 тыс. т, категории С2 – 29/19

тыс. т.. Запасы газа залежей пластов К1 и К2 Павловского месторождения по категориям С1 и С2 находятся в соотношении 80:20.

По величине начальных извлекаемых запасов УВ месторождение относится к группе мелких, по сложности геологического строения – к сложным [5].

Учитывая единый ГВК (-1480) установленный в процессе бурения скважин №12,14,16: для пласта К1 и скважины №30 – для пласта К2, можно предположить, что залежи пластов К1 и К2 приурочены к единому природному резервуару. Породы - флюидоупоры между изолированными пластами К1 и К2 - не надежные (проницаемые). Флюид из одного пласта сообщается с флюидом другого пласта, тем самым фиксирует ГВК на одном уровне. В этом случае тип резервуара можно определить, как пластово-массивный (высота единой залежи ~ 150м, единый ГВК).

В дипломной работе рассмотрен вариант двух независимых залежей УВ в нижнепермских отложениях. С целью доразведки залежей пермских отложений рекомендуется бурение разведочной скважины №20 Павловская.

Проектную скважину №20 Павловская рекомендуется заложить в 2,5 км на северо-восток от скважины №30, глубиной 1600 м. Проектный горизонт –сакмарские отложения.

Местоположение проектной скважины выбрано по новой модели в зоне увеличенных эффективных толщин по пластам К1 и К2. В районе с запасами УВ, оцененных по категории С2.

Задачи, стоящие перед скважиной [6]:

- Вскрытие продуктивных пластов ;
- Получение промышленного притока флюидов, подтверждение распространения залежей пластов К1 и К2 на северо-восток;
- Уточнение коллекторских свойств пород-коллекторов;
- Изучение физико-химических свойств флюидов залежей;
- Получение подсчетных параметров, перевод запасов из категории С2 в С1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведённого анализа имеющегося геолого-геофизического материала рекомендуется продолжить разведочное бурение на Павловском месторождении с целью доразведки газовых залежей в кунгурских и артинских отложениях нижней перми.

С этой целью рекомендуется бурение разведочной скважины №20 Павловская. Проектную скважину следует заложить в 2,5 км на северо-восток от скважины №30, глубиной 1600 м. Проектный горизонт – сакмарские отложения.

В проектной скважине рекомендуется провести комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, ГИС, ГТИ, опробование и испытание, лабораторные исследования и др.

В случае получения промышленного притока в проектной скважине будет доказано продолжение исследуемых залежей на северо-восток. Запасы УВ залежей будут уточнены, скважина может быть переведена в разряд эксплуатационной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект пробной эксплуатации Павловского газоконденсатного месторождения. Книга 1: текст – 333 стр.
2. Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утв. приказом Министерством природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477 – 32 с.
3. Временный регламент оценки качества и приемки трёхмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедра по УВС - Москва, 2016, - 12 с.
4. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0.109-01). – М., 2002, - 103с.
5. Колотухин, А.Т., Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран: Учебное пособие / А.Т.Колотухин, М.П. Логинова. – Саратов. : ООО Издательский Центр «Наука», 2015.- 264с.
6. Временная классификация скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). - Министерство природных ресурсов российской федерации приказ от 7 февраля 2001 г. N 126. – 15 с.