

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 Степановского месторождения
(Волгоградская 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»
Костенко Александра Николаевича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

М.П. Логинова

Заведующий кафедрой

доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д.Коробов

Саратов 2023

Введение

В настоящее время в районах нефтегазопроисковых работ основной упор делается на открытие мелких и средних месторождений нефти и газа, а также на доразведку уже открытых месторождений. Волгоградская область является одним из основных регионов по добыче УВ сырья в Нижнем Поволжье. Здесь открыты многочисленные нефтяные и газовые месторождения. Одним из таких месторождений является Степановское, открытое в пределах Кудиновско-Романовского лицензионного участка (ЛУ).

На Степановском месторождении в результате бурения двух скважин № 6 – Ольховская (№6-Ол), №3-Ол) залежи установлены в нижнем (D_3ps_1) и верхнем (D_3ps_2) пластах пашийского горизонта и петинском горизонте (D_3pt).

В административном отношении Степановское месторождение расположено в Фроловском районе Волгоградской области [1].

Целью дипломной работы является обоснование доразведки Степановского месторождения.

Для достижения этой цели были решены следующие задачи:

- собраны, обобщены и проанализированы геолого-геофизические материалы о геологическом строении и нефтеносности исследуемого и ближайших месторождений;
- оценена степень изученности месторождения;
- выбраны объекты для доразведки
- определено местоположение разведочной скважины и даны рекомендации на геолого-геофизические исследования в ней.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 45 страницы текста, 1 рисунок, 1 таблицу и 7 графических приложений. Список использованных источников включает 14 наименований.

Основное содержание работы

До 1975 года основными геолого-поисковым методом на нефть и газ в пределах исследуемой территории являлось структурное и глубокое бурение.

Из геофизических исследований были проведены: гравиразведка, электроразведка ЗСТ, сейморазведка КМПВ, МПВ и МОВ, носившие региональный и рекогносцировочный характер.

В 2002-2004 гг. ОАО «Волгограднефтегеофизика» проведена сейморазведка МОВОГТ сейморазведочными партиями № 4/2003 и № 4/2004. В результате работ было отработано 170,75 км сейсмических профилей, детализировано строение нижнего структурного этажа, выявлены объекты и составлены рекомендации на проведение поисково-разведочных работ на данной территории [2]. По итогам проведенных исследований Степановская структура была подготовлена для глубокого бурения.[3].

В 2005-2006 гг. проводилось изучение фильтрационно-емкостных свойств разреза и оценка достоверности прогноза коллекторских свойств на основе проведения сейсмической инверсии CSSИи AVO/AVA инверсии на территории Кудиновско-Романовского ЛУ (200 км), выполненных в пределах Ольховской площади (Степановское месторождение), а также результатов интерпретации данных ГИС скважин Ольховской площади (скв. №№3, 6), Кудиновской (скв. №№69, 73, 79, 80, 81, 84, 87, 88, 99, 103, 111, 112, 137, 145, 203, 204, 405, 406, 430, 519, 521, 530), Восточно-Кудиновской №2, Березовской №№300, 333, 340. Этими работами подтверждена Степановская структура, уточнено ее строение по следующим отражающим горизонтам: RD₂vb, D₃ps, D₃tm, D₃sm, D₃pt₁, RD₃zd, D₃zv, C₁t[4].

Степановское нефтяное месторождение открыто в 2006 году поисковой скв. №6-Ольховская (№6-Ол), пробуренной на одноименной структуре. Залежи нефти скв. №6-Ол. установлены в пластах D₃ps₁, D₃ps₂ (пашийского горизонта) и D₃pt (петинского горизонта) верхнего девона.

Литолого-стратиграфический разрез Степановского месторождения построен на основании результатов бурения скважины №№3 и 6-Ольховские, с учётом изучения шлама, керна и методов ГИС.

В разрезе месторождения на архейско-протерозойском гранито-гнейсовом фундаменте залегают осадочные породы рифейско-силурийского, девонского, каменноугольного, пермского, триасового, юрского, мелового и неоген-четвертичного возраста.

Палеозойская эратема представлена средним и верхним отделами девонской, всеми отделами каменноугольной и пермской системами. Отложения преимущественно карбонатные. Общая толщина 2383-3780 м.

Мезозойская эратема представлена отложениями среднего отдела юрской и нижнего отдела меловой систем. Сложена алевритами, песчаниками и глинами. Общая толщина 164-468 м.

Кайнозойская эратема представлена отложениями палеогеновой и четвертичной систем. Они представлены суглинками, глинами, песками. Общая толщина 0-43 м.

Разрез месторождения в целом представлен чередованием терригенных и карбонатных пород (песками, песчаниками, аргиллитами, глинами, доломитами, известняками, мергелями). В разрезе месторождения отмечаются стратиграфические несогласия, обусловленные выпадением из разреза частично или полностью отдельных стратонев, таких как пермская система, верхнеюрский и верхнемеловой отделы, неогеновая система.

В средне- и верхнедевонском интервале разреза сформировались резервуары УВ, представленные терригенными и карбонатными коллекторами, перекрытые флюидоупорами.

В осадочном комплексе исследуемого участка, выделяются два структурных этажа: верхний и нижний, характеризующие собой два основных этапа развития территории, резко отличных друг от друга по своему строению.

В соответствии с принятым тектоническим районированием Степановская структура по нижнему структурному этажу расположена в пределах Пачелмского авлакогена, в зоне сочленения Арчединско-Дорожкинской депрессии с Кудиновско-Романовской приподнятой зоной [5].

По кровле пашийского горизонта (отражающий горизонт D_{3ps}) в западной части сохраняется Кудиновская приподнятая, зона, оконтуриваемая изогипсой минус 2770 м, разбитая на юго-восточном погружении мало амплитудным разрывным нарушением взброс-надвигового характера северо-восточного простирания. Юго-восточное окончание приподнятой зоны осложнено локальным Степановским поднятием с размерами в пределах последней замкнутой изогипсы минус 2710 м 2,7 x 1,2 км и амплитудой 40 м. В восточном направлении терригенные отложения пашийского горизонта моноклинально погружаются до абсолютной отметки минус 3150 м.

По отражающему горизонту D_{3pt_1} (кровля петинских отложений) морфология структурной поверхности сохраняет все особенности, установленные по нижележащим отложениям. Кудиновская приподнятая зона, осложненная взбросом и ограниченная с юго-востока флексурным перегибом, оконтуривается изогипсой минус 2420 м. Выделяемое в ее пределах на юго-востоке Степановское поднятие ограничено взбросом на северо-западе, в пределах последней замкнутой изогипсы минус 2380 м имеет размеры 3,05 x 1 км и амплитуду 25 м; является структурой облекания биогермной постройки, выделяемой по отражающему горизонту D_{3sm} . На северо-восток и юго-восток от Кудиновской приподнятой зоны и флексурного перегиба отложения петинского горизонта моноклинально погружаются от абсолютной отметки минус 2430 м до минус 2770 м.

Согласно нефтегазогеологическому районированию Степановское месторождение относится к Доно-Медведицкому нефтегазоносному району волгоградской части Нижневолжской области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, с широким диапазоном промышленной нефтегазоносности - от средне-верхнедевонских отложений до пород нижней перми [5].

Основные запасы нефти и газа на данной территории приурочены к девонским и каменноугольным отложениям.

При опробовании в процессе бурения ниже-среднефранского комплекса пород поисковой скв. №6 - Ольховская открыты залежи нефти в петинских, а также в верхнем и нижнем пластах пашийских отложений. Продуктивность нижнего пашийского пласта в скв. №6 - Ольховская подтверждена опробованием в колонне.

Результаты бурения и испытания поисковых скважин №3 - Ольховская и №6 - Ольховская, интерпретация материалов ГИС, керновые определения, результаты анализов флюидов, проведенные сейсмические работы позволили выполнить структурные построения и оценить запасы углеводородов (категорий С₁ и С₂) Степановского месторождения [6].

Залежь нижнего пласта пашийского горизонта приурочена к ловушке частично тектонически ограниченной. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность нижнего пласта пашийского горизонта установлена при испытании ИПТ в процессе бурения из интервала 2957,4-2964,0 (-2763,9-2770,5) м в скв. №6 - Ольховская получен приток нефти с высоким содержанием газа, дебит дегазированной нефти в условиях испытания 210 м³/сут и средний дебит газа в условиях испытания 35,696 тыс м³/сут; из интервала 2964,0-2973,0 (-2770,5-2779,5) м - нефть дебитом 154 м³/сут. Продуктивность нижнего пласта подтверждена опробованием в колонне из интервала 2959,0-2965,0 (-2765,5-2771,5) м в скв. №6 - Ольховская получен приток нефти дебитом 86,4 м³/сут. на 5 мм штуцере и газом дебитом 16,5 тыс м³/сут.

В процессе исследования объекта выполнена отработка скважины фонтанным способом на пяти режимах с устьевыми штуцерами трех диаметров: 2,9; 4,0; 5,0 мм.

По керну отложения пашийского горизонта представлены переслаиванием терригенных пород. В интервалах глубин 2955-2961 и 2964,3- 2965,3 м среди них отмечены гравелиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытания в скв. №6 - Ольховская нижний пласт пашийского горизонта нефтенасыщен. В скв. №3 - Ольховская, в интервале 2948,0-2952,0 м, нет явного коллектора, имеет место переслаивание слабопроницаемых и глинистых прослоев, что подтверждено, результатами исследования керна и испытании ИПТ в процессе бурения. По результатам комплексного анализа материалов пласт интерпретируется как слабопроницаемый, не представляющий промышленного интереса.

По данным бурения скважин 3 - Ольховская, 6 - Ольховская и результатам интерпретации ГИС залежь верхнего пласта в отложениях пашийского возраста приурочена к антиклинальной складке субмеридионального простирания. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

По керну отложения пашийского горизонта представлены переслаиванием терригенных пород.

Верхний пласт нефтенасыщенных песчаников в скважине 6 - Ольховская вскрыт в интервале 2922,8-2925,8 м. Геофизические характеристики и данные ИПТ в процессе бурения подтверждают его продуктивность. В скв. №3 - Ольховская верхний пласт-коллектор залегает в интервале 2927,2-2932,2 м. В результате испытания не подтверждено наличие в нем пластовой воды, что свидетельствуют об углеводородном характере насыщения.

Залежь петинского горизонта приурочена к антиклинальной складке северо-восточного простирания. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

По керновым данным отложения петинского возраста имеют толщину 103 м. Они с размывом залегают на семилукских породах. Песчаники и алевролиты в разрезе скв. 6 - Ольховская неравномерно сульфатизированы, доломитизированы и кальцитизированы. В скв. №3 - Ольховская песчаник, приуроченный к этим же отложениям в интервале 2587,2-2589,2 м, характеризуется по ГИС как водонасыщенный. По данным ИПТ насыщен пластовой водой.

Положение водонефтяных контактов (ВНК) принималось по результатам интерпретации ГИС и опробования скважин №№3 и 6. При опробовании пластов D_{3pt_1} ИПТ в скважине №3 из интервала 2584,5-2595м получена пластовая вода дебитом $58,2\text{м}^3/\text{сут}$. При опробовании ИПТ пластов D_{3pt_1} в скважине №6 из интервалов 2562-2571м и 2575,5-2585м получены притоки нефти дебитом соответственно $380,6\text{м}^3/\text{сут}$ и $400\text{м}^3/\text{сут}$. ВНК принят на абсолютной отметке минус 2390м.

При опробовании ИПТ в скважинах №№3 и 6 пласта D_{3ps_2} из интервалов 2925-2934м и 2922,5-2930м получены притоки нефти дебитами соответственно $64,5\text{м}^3/\text{сут}$ и $323,7\text{м}^3/\text{сут}$. В скважине №3 были отмечены признаки пластовой воды. Положение ВНК принято на абс.отм.минус 2738,8 м.

При опробовании ИПТ в скважине №6 нижнего пласта D_{3ps_1} из интервалов 2957,4-2964м и 2964-2973м были получены притоки нефти дебитами соответственно $210\text{м}^3/\text{сут}$. и $154\text{м}^3/\text{сут}$. Абсолютная отметка подошвы пласта-коллектора, давшего нефть, равна минус 2776м.

После перфорации в скважине №6 интервала 2959-2965м (-2765,5-2771,5м) дебит нефти через 5мм штуцер составил $86,4\text{м}^3/\text{сут}$.

Два пласта-коллектора с общей эффективной толщиной 8,0м по скважине №3 расположены гипсометрически выше пласта, давшего приток нефти в скважине №6. Так абсолютная отметка подошвы нижнего пласта-коллектора в скважине №3 составляет минус 2764,8 м, что на 11,2 м выше подошвы нефтеносного пласта по скважине №6 (минус 2776 м). Из этого можно сделать вывод о продуктивности всех выделенных коллекторов в нижнем пласте D_{3ps_1} в разрезе скважины №3.

ВНК по этому пласту принят на абс.отм. минус 2776 м. При принятых положениях ВНК высоты залежей по продуктивным пластам D_{3pt_1} , D_{3ps_2} и D_{3ps_1} составляют соответственно 29 м, 42 м и 52м.

Таким образом, на Степановском месторождении промышленные залежи установлены в пашийском и петинском горизонтах верхнего девона. Но с учётом структурного плана по реперу воробьёвского горизонта и результатам

испытания скважин соседних месторождений можно предполагать, что продуктивными могут являться и отложения воробьевского горизонта.

Запасы нефти по пластам D_3pt_1 D_3ps_2 и частично по D_3ps_1 классифицируются по категории C_2 и только по пласту D_3ps_2 в районе скважины №6 выделена категория запасов C_1 по результатам опробования этой скважины в эксплуатационной.

В целом по месторождению запасы составляют 1640 тыс т, в том числе по категории C_1 (нижний пласт D_3ps_1) - 301 тыс т и по категории C_2 (пласты D_3pt_1 , D_3ps_2 и частично D_3ps_1) - 1339 тыс т.

С целью дальнейшей детализации геологического строения месторождения, уточнения отметки ВНК и параметров подсчета запасов, а также обнаружения прогнозируемых залежей, необходимо осуществить доразведку месторождения.

С целью доразведки месторождения рекомендуется бурение одной разведочной скважины.

Разведочную скважину №10 рекомендуется заложить в сводовой части ловушки на расстоянии 0,5 км от скважины №3-Ол на север спроектной глубиной- 3000 м и проектным горизонтом—черноярским.

Цель бурения скважины -вскрытие залежей нефти пластов D_3pt_1 D_3ps_2 и D_3ps_1 и перспективных отложений среднего (воробьевских) девона; перевод запасов нефти категории C_2 в промышленные C_1 .

Для доразведки месторождения в скважине должен быть выполнен комплекс исследований в объеме, необходимом для количественной оценки запасов нефти, а именно [7]:

- детальное и комплексное изучение керна и шлама;
- геофизические исследования скважины и их качественная и количественная интерпретация;
- опробывание и испытание продуктивных и перспективных интервалов;
- геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований скважин в процессе бурения;

- лабораторные исследования керна и шлама.

Заключение

На территории Кудиновско-Романовского ЛУ открыто Степановское месторождение. Пробурены две скважины №3-Ол и 6-Ол. Установлены залежи нефти: одна в пласте петинского горизонта (D_{3pt_1}) и две в пластах пашийского горизонта (верхний $-D_{3ps_2}$ и нижний $-D_{3ps_1}$); предполагается залежь нефти в воробьевских отложениях. Запасы месторождения по категориям C_1 и C_2 соотносятся, как 20/80%, т.е до настоящего времени месторождение остается недостаточно изученным, значительная доля запасов относится к категории C_2 .

Залежи по типу природного резервуара относятся к пластовым сводовым, тектонически экранированным.

Для уточнения геологического строения этих залежей, и возможно открытия новой в отложениях среднего девона, рекомендуется осуществить доразведку бурением одной скважины №10 с проектной глубиной – 3000 м и проектным горизонтом - черноморским. В рекомендуемой скважине предлагается произвести комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, ГИС, опробование, испытание, гидродинамические и другие виды исследования.

Рекомендуемая скважина позволит прежде всего уточнить строение выявленных залежей, прирастить запасы по промышленной категории C_1 , а на основе детализации строения месторождения возможно уточнит направление дальнейших разведочных работ на Степановском месторождении для подготовки его к разработке.

Список использованных источников

1. Уточненный проект разработки нефтегазового Кудиновского месторождения. Отчет ООО «ЛУКОЙЛ - Волгоград НИПИморнефть». Волгоград, 2005. – 267с.

2. Хайров, Р.Г. и др. Отчет по результатам сейсморазведочных работ МОВ, ОГТ в пределах Кудиновско-Романовского и Малодельско-Ефимовского лицензионных участков с целью изучения геологического строения

палеозойских отложений, оценки перспектив их нефтегазоносности (сейсморазведочная партия № 4/2004). /Р.Г. Хайров, Ю.В. Миликас, Ю.К. Грибин. ОАО «Волгограднефтегеофизика», 2004. – 355с.

3. Погожина, В.И. и др. Паспорт на Степановскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ к глубокому бурению в пределах Кудиновско- Романовского лицензионного участка ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть»./ В.И. Погожина и др. Волгоград, 2005. – 46с.

4. Савин, В.А. и др. Изучение фильтрационно-емкостных свойств разреза и оценки достоверности прогноза коллекторских свойств на основе проведения сейсмической инверсии CSSИи AVO/AVAинверсии на территории Кудиновско- Романовского лицензионного участка (200 пог.км)./ В.А. Савин, Л.В. Ячменева, В.Ю. Серебряков. ООО НПК «Геопроект». Саратов, 2007. – 289с.

5. Колотухин, А.Т. и др. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. / А.Т. Колотухин, И.В. Орешкин и др. -Саратов. ООО Изд. Центр «Наука», 2014. – 171 с.

6. Бочкарев, А.В. Объяснительная записка к отчетному балансу запасов нефти и газа ООО «Лукойл-Нижневолжскнефть» за 2006 год. / А.В. Бочкарев. Волгоград, 2007. – 75с.

7. Мухин, В.М. Стадийность и основы методики поисков и разведки месторождений нефти и газа./ В.М., Мухин. Учеб.-метод. пособие для студ., обучающихся по спец. «Геология и геохимия горючих ископаемых». – Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2008. – 30с.