

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 поисково-оценочного бурения
на Жемчужной структуре
(Левобережный лицензионный участок)**

АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ

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

Научный руководитель
старший преподаватель

А.В. Бирюков

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

А.Д. Коробов

Саратов 2023

Введение

В настоящее время в связи со значительной степенью выработанности запасов крупных месторождений в Волгоградской области всё большую актуальность приобретают геолого-разведочные работы, направленные на поиск мелких и средних скоплений углеводородов. Традиционные районы добычи УВ в пределах Волгограда изучены достаточно детально (пробурена густая сеть эксплуатационных скважин, проведена детальная 2D и 3D сейсморазведка и т.д.), поэтому существенного прироста запасов УВ в результате проведения дополнительных поисково-разведочных работ ожидать не следует. В связи с этим в настоящее время всё чаще недропользователи обращают внимание на территории, считавшиеся ранее мало перспективными.

В качестве такой территории можно рассматривать Жемчужную структуру Левобережного лицензионного участка, которая была выбрана объектом изучения дипломной работы.

Жемчужная структура подготовлена по данным сейсморазведки МОГТ-2Д ОАО «Волгограднефтегеофизика» в 2004 году по отражающим горизонтам: RD_{3zd}, C_{1t}, C_{1bb}.

Жемчужная структура перспективна для выявления новых залежей нефти и газа в регионально продуктивных отложениях бобриковского горизонта, турнейского яруса и верхнефранского подъяруса (евлано-ливенский горизонт). В этих отложениях открыты скопления УВ на вблизи расположенных месторождениях Левчуновском, Алексеевском, Белокаменном.

В административном отношении Жемчужная структура расположена на левобережной заволжской территории Николаевского района Волгоградской области в 18 км северо-восточнее г. Николаевка, в соответствии с рисунком 1.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 45 страницы текста, 4 рисунка, 3 таблицы, и 6 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

Жемчужная структура впервые была выявлена сейсморазведкой МОГТ, ОАО «Волгограднефтегеофизика» с. п. 0189, проведенной в 1990 г. [2,3].

В 2001 г. после проведения сейсморазведки МОГТ-2Д, была проведена переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов прошлых лет. Уточнено строение Жемчужной структуры, рекомендовано проведение дополнительных сейсмических исследований для подготовки данной структуры к глубокому бурению.

В 2007 г. НПК «Геопроект» проведена переобработка и переинтерпретация материалов МОГТ-2Д прошлых лет (300 пог. км) с использованием обрабатывающей системы FOCUS и интерпретационной системы ИНПРЕС с использованием данных глубокого бурения скважин: №1 – Золигорской, №2 – Долгожданной, №4 – Николаевской, ВСП скважины №4 Левчуновской. Построены структурные карты масштаба 1:25000.

Паспорт на Жемчужную структуру подготовлен ООО НПК «Геопроект» на основе переобработки сейсмического материала в объеме 300 пог. км профилей МОГТ в обрабатывающей системе Focus до получения динамически выраженных и прослеживаемых отражений в целевом интервале разреза.

В процессе интерпретации по временным разрезам осуществлялась привязка, корреляция опорных отражающих горизонтов, увязка по замкнутым полигонам, построение карт изохрон. Для структурных построений были получены графики зависимостей ΔN от ΔT и карты изменения интервальных скоростей между опорными горизонтами.

Были прокоррелированы следующие горизонты: nK_1 , P_1k , P_1s , RC_2pd_1 , C_2b_1 , RC_1al , C_1tl , C_1bb , C_1t , C_1up , RD_3zd (D_3ev-lv), nD_3k , D_2vb .

Левобережный лицензионный участок более детально изучен сейсморазведочными работами (структура территории) и выявлено множество положительных структур, одной из них является Жемчужная структура, объектов для поисковых работ.

Литолого-стратиграфический разрез построен на основании данных, полученных по результатам глубокого бурения, отбора керна, испытаний в скважинах соседних месторождений Белокаменного, Левчуновского, Алексеевского с использованием данных сейсморазведки, проведенной на Левобережном лицензионном участке.

В разрезе осадочного чехла исследуемого участка принимают участие девонская, каменноугольная, пермская, триасовая, юрская, меловая, палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы.

Палеозойская эратема представлена девонской, каменноугольной пермской системами преимущественно карбонатные. Мощность 3654м.

Мезозойская эратема представлена триасовой, меловой и юрской системами преимущественно терригенные. Мощность 865м.

Кайнозойская эратема представлена триасовой, меловой и юрской системами с терригенными отложениями. Мощность 170м.

Согласно тектонического районирования в осадочном чехле Жемчужная структура относится к юго-восточной части Прибортовой моноклинали Рязано-Саратовского прогиба.

По данным сейсморазведки МОГТ эта зона имеет южное продолжение, где с разной степенью детальности намечено не менее 20 объектов. Из них Заволжская структура, Южно-Дмитриевская, Пескарёвская и Степная ранее были приняты в фонд подготовленных к бурению, затем выведены из-за прекращения работ, а также к северу от разведанных месторождений выявлены Островная, Бережновская и Жемчужная структуры.

По отражающему горизонту nD_{3k} прослеживается моноклиналиное падение пород с северо-запада на юго-восток от абсолютных отметок минус 5030-5040 м до минус 5150 м. Исключение составляет северо-западная часть изучаемой территории, представляющая собой выположенную структурную террасу, осложненную двумя полузакнутыми поднятиями незначительной амплитуды с оконтуривающими изогипсами минус 5030 м.

По вышележащему отражающему горизонту RD_{3zd} выделяется структурный нос субмеридиольного простирания, оконтуриваемый изогипсой минус 4690 м и раскрывающийся при моноклиальном подъеме пород в северном направлении. Апикальной частью структурного носа является Жемчужное поднятие куполовидной формы. Поднятие оконтуривается изогипсой минус 4650 м и имеет размеры 1,8 км x 1,4 км с амплитудой 30 м. Юго-восточный склон структурного носа переходит в моноклиальное падение пород от минус 4700 м до минус 4800 м в направлении внутренней части бортовой зоны Прикаспийской впадины.

По отражающему горизонту C_{1up} в пределах осевой части структурного носа сохраняется Жемчужное поднятие с оконтуривающей изогипсой минус 4040 м. Его размеры составляют 2,0 км x 1,5 км, при амплитуде порядка 20 м.

Сводовая часть Жемчужного поднятия по рассматриваемому отражающему горизонту C_{1up} смещена на восток на 1,5 км относительно свода по горизонту RD_{3zd} , что может быть связано с различным по интенсивности уплотнением пород по периферии структуры. На запад, юго-запад и юго-восток от склонов структурного носа наблюдается погружение пород до абсолютных отметок минус 4150 м и более.

По отражающему горизонту C_{1t} , отождествляемому с кровлей турнейского яруса, сохраняется тот же структурный план, что и по нижележащим горизонтам RD_{3zd} и C_{1up} .

Структурный нос, осложненный в своей осевой части Жемчужным поднятием, оконтуривается изогипсой минус 4020 м. На остальной части площади юго-восточнее структурного носа имеет место моноклиальное падение пород с северо-запада на юго-восток в направлении к погруженной зоне Прикаспийской впадины до абсолютной отметки минус 4100 м.

Амплитуда Жемчужного поднятия в пределах оконтуривающей изогипсы минус 3990 м возрастает до 50 м. Размеры его увеличиваются до 3,0 км x 2,5 км. Простирание поднятия совпадает с общей ориентировкой структурного носа (юго-западно-северо-восточное).

По отражающему горизонту C_{1bb} структурный нос приобретает несколько расплывчатые очертания. Осложняющее его локальное Жемчужное поднятие уменьшается в своих размерах и по амплитуде и представляет собой структурооблекания поднятия, выявленного по отражающему горизонту C_{1t} . Жемчужное поднятие юго-западно-северо-восточного простирания, совпадающее в плане с поднятиями по нижележащим горизонтам, в пределах замкнутой изогипсы минус 3910 м имеет амплитуду 30 м и размеры 2,25 км x 1,25 км.

Южнее и юго-восточнее структурного носа породы бобриковского возраста погружаются до абсолютной отметки минус 4030 м.

Согласно нефтегеологического районирования Жемчужная структура расположена в левобережной части Волгоградской области относится Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, на границе с Прикаспийской провинцией.

Среднефранско-турнейский карбонатный НГК

Среднефранско-турнейский НГК подразделяется на 2 подкомплекса: средне-верхнефранский и фаменско-турнейский.

Средне-верхнефранский подкомплекс вскрыт бурением на Быковской, Николаевской, Иловатской и Левчуновской площадях бортовой зоны, карбонатный НГК сложен, преимущественно, карбонатными породами среднефранского и верхнефранского подъярусов. Залегаet на глубинах 4400-5650 м. Коллекторами являются трещиноватые разности пород.

Фаменско-турнейский подкомплекс вскрыт бурением практически на всех площадях бортовой зоны. Залегаet на глубинах от 4000 м до 5100 м. Сложен преимущественно карбонатами фаменского и турнейского возраста.

Известняки нижнефаменского подъяруса являются коллекторами по вещественному составу микрозернистые, оолитовые, органогенно-детритовые и органогенно-обломочные. В целом тип коллектора поровый.

Верхнефаменский подъярус представлен известняками с прослоями мергелей и аргиллитов.

В ближайшем районе, в пределах Приволжского мегавала, в данном комплексе открыты Антиповско-Балыклейское и Суводское месторождения, приуроченные к литологически-экранированным ловушкам, образовавшимся в результате замещения в задонском горизонте чистых, с первичной пористостью известняков карбонатно-глинистыми породами. Залежи нефти пластовые.

Коллекторы турнейского яруса представлены карбонатными породами, неоднородными по петрофизическим свойствам. Тип коллектора смешанный: порово-трещинный, реже трещинный и порово-кавернозно-трещинный. Параметры коллекторов приведены при описании месторождений.

Признаки нефтегазоносности фаменско-нижневизейского, карбонатного комплекса, в виде притоков разгазированной пластовой воды или с наличием плёнки нефти, установлены на Николаевской, Ново-Никольской площадях и в ряде скважин Александровско-Кисловского профиля.

Промышленная нефтегазоносность комплекса связана с турнейскими карбонатными отложениями в пределах Малышевско-Петровской зоны, где были открыты Малышевское, Левчуновское, Алексеевское и Центральное месторождения нефти. Тип залежей пластовый, сводовый.

Нижне-верхневизейский терригенно-карбонатный НГК

Распространён практически в тех же пределах, что и нижележащий комплекс на глубинах в интервале глубин 4000-4500 м. Сложен описываемый НГК бобриковскими, тульскими и алексинскими терригенно-карбонатными отложениями, которые отделяются от нижележащего НГК радаевским и косьвинским горизонтами.

Промышленная нефтегазоносность комплекса доказана открытием в пределах Малышевско-Петровской зоны Малышевского, Левчуновского, Алексеевского, Николаевского, Прибрежного и Сергеевского месторождений нефти.

В нижнекаменноугольных отложениях встречены преимущественно нефтяные и газонефтяные залежи. Тип залежей пластовый, сводовый.

Коллекторы описываемых горизонтов представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, хорошо отсортированными, с глинистым и карбонатным цементом. Тип коллектора поровый.

Верхневизейско-нижнебашкирский карбонатный НГК

Бурением вскрыт на Быковской, Николаевской, Малышевского, Лободинской и Ново-Никольской др. месторождениях бортовой зоны, где залегает на глубинах от 2400 м до 5100 м.

Промышленная нефтегазоносность комплекса связана с нижнебашкирскими известняками на Лободинской площади, где была открыто газовое месторождение.

Наряду с этим, признаки нефтегазоносности верхневизейско-нижнебашкирского НГК, в виде притоков разгазированной пластовой воды или с наличием плёнки нефти, установлены на Николаевской, Ново-Никольской площадях.

Верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный НГК

Толщина его в бортовой зоне постепенно увеличивается на восток и резко возрастает в Прикаспийской впадине. В рассматриваемом районе признаки нефтегазоносности в данном комплексе отсутствуют. Имеющиеся коллекторы - обводнены.

Нижнемосковско-артинский карбонатный НГК

Бурением вскрыт на всех площадях левобережья Волгоградской области. На изучаемой территории НГК комплекс залегает на глубинах 2100-3000м.

В пределах изучаемой территории комплекс сложен преимущественно карбонатными породами общей толщиной до 1900 м, характерно развитие рифогенных построек сакмаро-ассельского возраста, перекрываемых артинскими доломитами и ангидритами. Толщина рифовых построек достигает 740 м.

Различного рода признаки нефтегазоносности верхней части комплекса установлены на многих площадях.

Нефтегазоносность рифогенного сакмаро-ассельского комплекса, установлено на Лугопролейской, Комсомольской, Южно-Кисловской, и Солдатско-Степновской площадях.

Почти на всех площадях в надрифовой части артинского комплекса были обнаружены незначительные по размерам газоконденсатные залежи Ловушки малоёмкие, литологического и структурно-литологического типа.

Коллекторы в нижнепермской части комплекса представлены прослоями доломитов, известняков доломитизированных, органогенных, органогенно-обломочных.

На Жемчужной структуре подготовлены ресурсы УВ категории D₀ представленные в таблице 1. Подсчетные параметры при оценке перспективных ресурсов нефти и растворенного газа по отложениям C_{1t} и C_{1bb} по Жемчужной структуре приняты по аналогии с Левчуновским месторождением.

Таблица 1 - Подготовленные ресурсы УВ категории D₀

Стратиграфически й возраст	Характер насыщения	Извлекаемые перспективные ресурсы			
		свободного газа, млн.м ³	конденсата, в извл. объеме газа, тыс.т.	нефти, тыс.т.	растворенного газа, млн.м ³
D _{3ev-lv}	газоконденсатный	330	46	-	-
	нефтяной	-	-	215	64
C _{1t}	нефтяной	-	-	805	230
C _{1bb}	нефтяной	-	-	256	56

Можно ожидать открытие залежей на Жемчужной структуре в фаменско-турнейском подкомплексе, в турнейских и евлано-ливенских известняках; нефтяные и нефтегазовые залежи в нижне-верхневизейском комплексе; газоконденсатные залежи в нижнебашкирских известняках, верхневизейско-нижнебашкирском НГК по аналогии с соседними месторождениями.

Наиболее изученной сейсморазведочными исследованиями для постановки поискового бурения является Жемчужная структура, которая перспективна для

выявления новых залежей нефти и газа в регионально продуктивных отложениях бобриковского горизонта, турнейского яруса и верхнефранского подъяруса (евлано-ливенский горизонт).

Основной целью поисково-оценочного бурения на изучаемой структуре является открытие перспективных залежей в первую очередь в бобриковских, турнейских и евлано-ливенских отложениях.

Перспективы нефтегазоносности на Жемчужной структуре, могут быть связаны с поисками пластовых сводовых ловушек.

Для установления факта наличия промышленных запасов нефти и газа в подготовленной к глубокому бурению Жемчужной структуры с ресурсами категории D_0 , рекомендуется пробурить две независимые поисково-оценочные скважины.

В процессе поискового бурения решаются следующие задачи:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- вскрытие перспективных горизонтов;
- подтверждение модели строения Жемчужной структуры;
- изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
- определение эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях;
- установление коэффициентов продуктивности скважин и их добывных возможностей;
- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .

Для реализации перспектив нефтегазоносности подготовленной Жемчужной структуры и с учетом планового смещения ее свода по отражающим горизонтам RD_{3zd} , C_{1t} и C_{1bb} в западном направлении относительно свода по горизонту RD_{3zd} рекомендуется бурение поисково-оценочной скважины №1 на пересечении сейсмопрофилей LV040627 и

LV040628, с проектной глубиной – 4750 м и проектным горизонтом - воронежский.

Поисково-оценочную скважину №2 рекомендуется заложить на востоке в 1,55 км от скважины №1, в центре купола структур по отражающим горизонтам C_{1t} и C_{1bb} на пересечении сейсмопрофиля LV040626, с проектной глубиной – 4100 м и проектным горизонтом - упинским.

В процессе бурения скважин предполагается проведение комплекса геолого-геофизических исследований, включающих отбор керна и шлама, геофизические исследования скважин (ГИС), опробование и испытание перспективных горизонтов.

Заключение

На основании анализа геолого-геофизических данных, полевых работ и данных полученных при проведении геофизических исследований на Левобережном лицензионном участке наиболее изученной сейсморазведочными исследованиями для постановки поискового бурения является Жемчужная структура, которая перспективна для выявления новых залежей нефти и газа в регионально продуктивных отложениях бобриковского горизонта, турнейского яруса и верхнефранского подъяруса (евлано-ливенский горизонт).

Посчитаны подготовленные ресурсы нефти по категории D_0 : нефти 1276 тыс.т и растворенного газа 350 млн.м³.

Для подтверждения материалов сейсморазведки, открытых соседних месторождений с аналогичными структурными условиями и перспективности данного участка необходимо провести поисковые работы на Жемчужной структуре.

С целью подтверждения залежей нефти и газа рекомендуется пробурить две поисково-оценочные скважины №1 и №2, в своде структур с проектными глубинами 4750 м и 4100 м, проектным горизонтом воронежским, упинским соответственно, проведения в них комплекса геолого-геофизических исследования и испытания перспективных отложений и т.д.

В случае получения промышленных притоков углеводородов на изучаемой территории будет произведен перевод ресурсов D_0 в категорию запасов C_1+C_2 , определены типы выявленных залежей, их промышленная значимость.

По горизонту D_{3ev-IV} при нефтяном характере насыщения прирост извлекаемых запасов нефти по сумме категорий $C_1 + C_2$ составит 215 тыс. т., а при газоконденсатном насыщении будет приращено извлекаемых запасов свободного газа в объеме 330 млн. м³ и конденсата 46 тыс. т.

По горизонтам C_{1t} и C_{1bb} ожидаемый прирост извлекаемых запасов нефти по категориям $C_1 + C_2$ оценивается в 1061 тыс. т.