

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 БОБРИКОВСКОЙ
ЗАЛЕЖИ ГОРЮЧКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ**

студентки 4 курса, 412 группы
специальности: 21.05.02 - прикладная геология
геологического факультета
заочного отделения
Сердюковой Ксении Сергеевны

Научный руководитель
доктор геол.-мин. наук, профессор

_____ И.В. Орешкин

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

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2019

Введение

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция имеет мощную базу нефтедобывающей промышленности. В настоящее время в провинции выявлено более полутора тысяч месторождений углеводородов. Эксплуатация действующих месторождений находится на стадии истощения запасов. Одним из направлений геологоразведочных работ является поиск новых месторождений углеводородов. Для поддержания добычи углеводородов на должном уровне необходимо наращивать запасы за счет доразведки старых месторождений и открытия новых.

Одним из перспективных в нефтегазоносном отношении объектов является северная часть Горючкинской структуры, входящей в состав Рязано-Саратовского прогиба, приуроченная к Горючкинскому лицензионному участку в Саратовском районе Саратовской области.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки северного купола Горючкинской структуры с последующей эксплуатацией нефтегазоносных пластов каменноугольного комплекса. Основное внимание уделено изучению геологического строения, оценке перспектив нефтегазоносности и рекомендациям на проведение доразведки в пределах исследуемого объекта.

Для достижения поставленной цели был собран и проанализирован геолого-геофизический материал, характеризующий геологическое строение, с целью выяснения перспектив нефтегазоносности и сделаны рекомендации на проведение доразведки с последующей эксплуатацией.

Дипломная работа состоит из 6 глав, введения, заключения и содержит 45 страниц текста, 7 рисунков, 2 таблиц и 4 графических приложений. Список использованных источников включает 10 наименований.

Основное содержание работы

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, одним из перспективных в нефтегазоносном отношении объектов является восточная часть Карамышской впадины, входящая в состав Рязано - Саратовского прогиба. Подготовленная в 2010 г. к доразведке в пределах северной части Горючкинского лицензионного участка, в Саратовском районе Саратовской области.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки и последующая эксплуатация нефтегазонасыщенных пластов в пределах северного купола Горючкинской структуры.

Горючкинская структура была выявлена в 1946 г., в этом же году было начато структурное бурение, в результате которого в 1953 г из бобриковских отложений был получен мощный фонтан газа (скв. №4).

В последующие годы на площади установлена нефтегазоносность тульских (1955 г), мелекесских (1956 г), окских (1957 г), малевских (1957 г) и газоносность черемшано-прикамских (1957 г) верейских (1970 г) отложений.

Всего в 1950-1958 гг пробурено 19 разведочных скважин.

Разведочными скважинами установлено смещение свода по карбону в северо-западном направлении относительно такового по мезозою, а также сложное строение залежей, в формировании которых значительную роль играл литологический фактор.

К началу 1958 года разведочное бурение на Горючкинской площади полностью было закончено.

С 1957-1966 гг проводилось эксплуатационное бурение. Было пробурено 7 скважин (№№ 51, 52, 53, 54, 57, 61, 62).

Разработка нефтяной части бобриковской нефтегазовой залежи была начата в июне 1956 г скв.12.

За время разработки из бобриковского горизонта добыто 120 тыс. тонн нефти, 25 млн/м³ попутного (растворенного) и 672 млн/м³ свободного газа.

К 1986 г запасы нефти и газа по бобриковскому горизонту были сняты с

балансового учета по причине их выработки.

В 2009 г. результате сейсморазведочных исследований МОГТ 3D строения месторождения была уточнена конфигурация границ залежи.

В 2010 г из восстановленной скв. 57 был получен промышленный приток нефти (дебит нефти составляет 3 м³/сут, обводненность продукции – 58 %).

Получение в 2010 г в скв. 57 промышленного притока нефти и новые сейсмические данные явились основанием для проведения доразведки запасов нефти в бобриковских отложениях Горючкинского месторождения и продолжения разведочных работ на каменноугольные отложения.

Литолого-стратиграфический разрез представлен архейскими породами кристаллического фундамента и перекрывающим его осадочным комплексом отложений палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратем. Основанием для его составления явились результаты структурного и глубокого бурения на нефть и газ по близлежащим площадям.

Породы кристаллического фундамента на Горючкинском участке не вскрыты, по материалам близлежащих площадей известно, что фундамент сложен гранито-гнейсами.

В строении палеозойско-кайнозойского осадочного чехла принимают участие отложения девонской, каменноугольной, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. В результате размыва из разреза полностью выпадают отложения перми и триаса

Литолого-стратиграфический разрез преимущественно представлен карбонатными породами (серыми плотными известняками, местами трещиноватыми) и терригенными породами (мелкозернистыми песчаниками).

Перспективными на нефть и газ являются отложения нижнего и среднего отдела каменноугольной системы:

-малевский горизонт (сложен органогенными известняками) приурочена нефтяная залежь-10 м;

-бобриковский горизонт (представлен мелкозернистыми песчаниками, с прослоями аргиллитов) приурочена нефтегазовая залежь -15-25 м;

-тульский горизонт (сложен мелкозернистыми песчаниками и известняками) приурочены газонефтяные залежи (I, III пласты и IV, IVa пропластки) -40-45 м;

-черемшанский горизонт (известняки серые) к верхней части черемшано-прикамских отложений приурочена газовая залежь - 10 м.

-мелекесский горизонт (алевролиты и песчаники) приурочена газонефтяная залежь -55-70 м.

-верейский горизонт (представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов) приурочена газовая залежь -130-160 м.

В тектоническом отношении территория исследования располагается в пределах восточного борта Карамышской впадины, входящей в состав Рязано - Саратовского прогиба. (В ее строении принимают участие породы среднего и верхнего девона, карбона и мезокайнозоя). С севера Карамышская впадина ограничена Елшано-Сергиевским валом. В пределах впадины выделен ряд протяженных валов (Урицкий, Западно-Карамышский, Рыбушанско-Некрасовский, Горючкинско-Багаевский) и осложняющих их локальных поднятий. Строение большинства из них освещено глубоким бурением по отложениям карбона. По девонскому комплексу изученность локальных поднятий низкая.

(В палеозойское время Рязано-Саратовский прогиб унаследовано развивался над Пачелмским авлакогеном, где над грабенами и горстами формировались соответственно узкие прогибы и приподнятые зоны.)

Существенная перестройка структурных планов началась на границе палеозоя-мезозоя, когда происходит смена знака тектонических движений и начинается образование крупной инверсионной структуры - Карамышской депрессии. В результате этих движений сформировалось и большинство линейных дислокаций и локальных поднятий, с которыми связаны ряд месторождений в каменноугольном комплексе отложений.

В это же время происходит усиление регионального наклона всех слоев на юго-восток и на юг с интенсивным размывом в предъюрское время, полностью

уничтожившим пермские и, частично, верхнекаменноугольные отложения.

Структурный план мезозоя и карбона характеризуется наличием трех дислокаций, линейно-вытянутых в субмеридиональном направлении (Урицко-Копенская, Дмитриевско-Рыбушанская и Горючкинско-Багаевская). Для структурного плана терригенной толщи девона характерно наличие прогибов древнего формирования, находящихся под линейными дислокациями карбона и мезозоя.

Горючкинское поднятие является южным окончанием Горючкинско-Багаевского вала, в который кроме него входят Колотовская, Маякская, Багаевская структуры. Характерной чертой всех вышеуказанных структур является наличие комбинированных структурно-литологических ловушек в нижнекаменноугольных терригенных отложениях, связанных с русловыми песчаниками бобриковской, тульской, алексинской речных палеосистем, развитых субмеридианально вытянутыми полосами, пересекающими своды и крылья структур. Со всеми вышеуказанными структурами связаны месторождения нефти и газа в каменноугольных отложениях.

По результатам проведенной сейсморазведки МОГТ-3Д построены структурные карты по горизонтам карбона и девона, которые характеризуют геологическое строение площади исследований.

Горючкинское поднятие:

- на уровне девона – нижнего структурного этажа, имеет блоковый характер строения;
- по каменноугольным отложениям представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридианального простирания;
- по мезозою –свод Горючкинского поднятия смещён на юг;
- граница отражающего горизонта «пJ» соответствует размытой поверхности карбонатного палеозоя.

На фоне флексуры, обусловившей перепад глубин с востока на запад, отмечается региональное погружение горизонтов мезо-кайнозоя с юга на север, то есть с обратным знаком по сравнению с направлением регионального

падения пластов карбона и девона.

В целом, Горючкинская структура характеризуется сложным геологическим строением – наличием крутых флексурных перегибов в верхнем структурном этаже, многочисленных дизъюнктивных нарушений в нижнем структурном этаже, несоответствием планов верхнего и нижнего структурных этажей.

Южная возвышенность, осложненная двумя локальными вершинами, являлась основным объектом промышленной разработки нефти и газа Горючкинского месторождения в предшествующие годы. Северная вершина, установленная по данным сейсморазведочных работ МОГТ-3D и расположенная севернее скважин 12-57-14-Горючкинских, является новым объектом разведки по каменноугольным отложениям. Она не затронута разработкой и может дать прирост запасов углеводородов во всех продуктивных пластах каменноугольного комплекса.

Более интересна и перспективна в нефтегазопроисковом отношении антиклинальная складка, расположенная между Горючкинскими скважинами 6 и 10. Она находится гипсометрически выше и по замкнутой изогипсе -1640 м имеет размеры 1,0x2,25 км. Она изучена бурением лишь по периферии, ее самая высокая часть, расположенная между 6 и 10 – Горючкинскими скважинами, не затронута разработкой и может дать прирост запасов углеводородов во всех продуктивных пластах каменноугольного комплекса.

В гидрогеологическом отношении разрез описываемой площади можно условно разбить на два гидрогеологических этажа: верхний и нижний.

Верхний гидрогеологический этаж образует зону свободного водообмена, и содержит пресные и солоноватые воды.

К нему относятся комплексы четвертичных (до 20 м), палеогеновых (до 40 м), меловых и юрских отложений.

Нижний гидрогеологический этаж (палеозойские отложения) содержит более минерализованные хлоркальциевые воды, которые залегают в трещиноватых известняках и пористых песчаниках в застойных условиях.

Палеозойский гидрогеологический этаж представляет собой водонапорную систему, в составе которой выделено несколько комплексов: верхнекаменноугольно-каширский, верейско-верхневизейский, нижневизейско-среднефранский и нижнефранско-среднедевонский.

Пластовые воды продуктивных горизонтов Горючкинского месторождения проявляли себя при проходке скважин поглощением или разжижением бурового раствора. (Практически все горизонты каменноугольных отложений характеризуются пластовыми давлениями близкими к гидростатическим, с коэффициентом аномальности 0,93-0,98).

-в верхнекаменноугольных карбонатных отложениях отмечались полные, либо частичные поглощения бурового раствора

-в мелекесском горизонте (воды хлоркальциевые, с содержанием брома 207,94 - 344,75 мг/л. получены притоки пластовой воды с дебитами 0,9-5,3 м³/сут. в скважинах 13,16,21,29.)

-черемшано-прикамский (водоносный горизонт опробован в скважинах 12, 14, 15,16,25. Получены притоки воды с дебитами 0,2-4,5м³/сут.)

-серпуховский ярус и окский надгоризонт представлены трещиноватыми известняками, составляющими единый водоносный резервуар, проявляют себя поглощениями, дебит до 10м³/сут.

В терригенной части нижнего карбона потенциально водоносными являются песчаники алексинского, тульского, бобриковского горизонтов.

-в алексинских отложениях водоносного комплекса получены притоки воды с дебитами 0.02-10,3 м³/сут.

-в тульских отложениях получены притоки пластовой воды.

-бобриковский горизонт (дебит 1,85-2,64 м³/сут. воды хлоркальциевые. Минерализация 207,3г/л.)

-водоносные горизонты турнейско-фаменского возраста (имеют высокую плотность (1,13-1,18 г/см³) и представляют собой хлоридно-кальциевые растворы. Характерны также более высокие концентрации микрокомпонентов: брома до 656 мг/л, йода до 7,93 мг/л. Дебиты не превышали 4,5 м³/сут.

Нефтегазоносность. Согласно общепринятой схеме нефтегазогеологического районирования Горючкинское месторождение расположено в пределах Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Месторождение разрабатывалось в период с 1956 по 1992 гг и было практически выработано. Накопленная добыча нефти составила - 181 тыс. т., или 98,9 % от начальных извлекаемых запасов. Остаточные запасы нефти (геологические/извлекаемые) составляют 502/2 тыс. т. и числятся по IV пласту алексинских (окских) отложений.

В бобриковских отложениях, из которых в 2010 г в восстановленной скв. 57, пробуренной в 1966 г, эксплуатировавшейся в период с 1967 г по 1986 г и ликвидированной в 1987 г, был получен фонтанный приток жидкости дебитом 8,4 м³/сут. Согласно проведенным гидродинамическим исследованиям методом неустановившейся фильтрации (КВД) дебит нефти – 3 м³/сут, обводненность продукции -58 %.

В бобриковских отложениях выделен один пласт С1bb. Коллектора представлены мелко- и среднезернистыми, кварцево-слюдистыми, неравномерно-глинистыми песчаниками, с пористостью до 29%.

Покрышка над пластом С1bb представлена глинистыми породами бобриковского горизонта и карбонатными и глинистыми отложениями нижней части тульского горизонта.

Южный купол, осложненный двумя локальными вершинами, являлся основным объектом промышленной разработки нефти и газа Горючкинского месторождения в предыдущие годы. Северная вершина изучена бурением лишь по периферии, ее сводовая часть, расположенная между скв. 6 и 10 - Горючкинскими ранее не была охвачена разработкой.

В пласте С1bb выделено одно подсчетное поле запасов – нефтеносный участок залежи в районе скв. 12, 51, 57.

Флюидалный контакт (ВНК) принят по результатам опробования и ГИС на а.о.-1630,5 м.

Залежь пластовая, сводовая. Размер подсчетного поля запасов нефти – 1.16×1.12 км, площадь 1.3 км², высота нефтяной части 4,7 м

(Физико-химические свойства нефти и растворенного в ней газа, насыщающих бобриковские отложения, охарактеризованы поверхностными пробами нефти, отобранными в 1955-68 гг, а также двумя глубинными пробами нефти, отобранными 09.05.2010 г из скв.57.

Плотность нефти - 0,830 г/см³;

Газосодержание – 210 м³/т;

Коэффициент объёмного расширения равен 1.42;

Пересчётный коэффициент – 0,704;

Коэффициент извлечения нефти -0,3.)

Заключение

На основании вышеизложенного проектируется скважина № 104 в сводовой части Горючкинской структуры между скважинами №№ 25 и 53 (675 м на северо-запад от скв. №53), с целью доразведки и последующей эксплуатации нефтегазонасыщенных пластов, проектная глубина 1680 м, с забоем в упинских отложениях.

Перед скважиной №104 стоят следующие задачи:

- подтверждение модели структуры залежи;
- уточнение количества проницаемых пропластов бобриковского горизонта;
- уточнение емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов;
- уточнение характера развития в западном направлении;
- определение положения ВНК путем опробования;
- перевод запасов из категории С₂ в С₁.

Для изучения данных параметров назначены виды работ:

1)Комплекс исследований керна

- определение фильтрационно-емкостных свойств пород: открытой пористости, газопроницаемости, остаточной водонасыщенности;
- определение литологического и гранулометрического состава пород,

качественного и количественного состава глинистого цемента.

-изучение зависимостей параметров ГИС от глинистости, проницаемости, открытой пористости пород по керну.

-специальные исследования керна.

2) В процессе бурения следует провести полный комплекс геофизических исследований, с целью:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза и корректировка геологического строения;

-выделение перспективных на нефть и газ объектов;

-оценка коллекторских свойств вскрытого бурением разреза по данным измерения пористости;

-комплексная интерпретация данных ГТИ и ГИС.

Проведение полного комплекса ГИС в процессе бурения позволит отбить границы продуктивных коллекторов, оценить их ФЭС, рекомендовать интервалы испытания и опробования в процессе бурения пластоиспытателем и опробование в колонне.

Начальные запасы бобриковских отложений составили:

нефти (геологические/извлекаемые)

категории C_2 - 539/162 тыс.т.

растворённого газа (геологические/извлекаемые)

категории C_2 - 113/34 млн м³;

Остаточные извлекаемые запасы нефти категории C_2 составляют 34 тыс.т, растворенного газа – 9 млн.м³.

Бурение данной скважины позволит установить запасы углеводородов категории C_1 , а также уточнить положение ВНК залежи и более надежно обосновать положения контуров нефтеносности.

Заключение

В данной дипломной работе представлена общая характеристика геологического строения Горючкинского месторождения и предложены рекомендации по разведке залежей северного купола Горючкинской структуры.

На основании переоценки запасов нефтеносного участка (в районе скв. 12, 51, 57) залежи в пласте C_{1bb} бобриковского горизонта и сейсморазведочных работ в северном куполе проектируется скважина №104 с целью доразведки.

Остаточные извлекаемые запасы нефти категории C_2 составляют 34 тыс.т, растворенного газа – 9 млн.м³.

Скважина № 104 проектируется в сводовой части Горючкинской структуры между скважинами №№ 25 и 53 (675 м на северо-запад от скв. №53), с целью доразведки и последующей эксплуатации нефтегазонасыщенных пластов, проектная глубина 1680 м. В скважине планируется проведение комплекса ГИС и ГТИ.

Бурение данной скважины позволит установить запасы углеводородов категории C_1 , а также уточнить положение ВНК залежи и более надежно обосновать положения контуров нефтеносности.

Список использованных источников

1. В.И. Пороскун, С.С. Френкель, Н.С. Шик, Н.В. Комар, Е.В.Черемагина, К.В. Ерошкин, М.В. Козлова, М.С. Тимофеева, Е.Е. Алышева. Отчет №№ 121/10 «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа бобриковской залежи Горючкинского месторождения по состоянию на 01.01.2011 г.». Фонды ООО «ГеоНефть Технологии», 2011.
2. ГОСТ Р 53375-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования.
3. Калининкова М.В., Головин Б.А., Головин К.Б. Учебное пособие по геофизическим исследованиям скважин, Саратов, «СГУ», 2005.
4. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. – Саратов: ОАО «Саратовнефтегеофизика». – 2008.
5. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. /Под ред. С.П.Максимова. М.: Недра – 1970.
6. Колотухин, А. Т. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция : учебное пособие / А. Т. Колотухин, И. В. Орешкин, С. В. Астаркин, М. П. Логинова. –Саратов : Изд. Центр «Наука», 2014. - 207 с.

7. Ванцева, И. В. Теоретические основы поиска и разведки месторождений нефти и газа : учеб.-метод. пособие / И. В. Ванцева. – Пермь : Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. - 114 с.
8. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. - М. : ГЕРС, 1999. - 67 с.
9. Добрынин, В. М. Геофизические исследования скважин : учеб. для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян; под. ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. - 400 с.
10. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-399-80. - М. : ВНИИБТ, 1982. - 115 с.