

Министерство образования и науки Российской Федерации
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
НОВОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА
(Оренбургская область)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса, 413 группы
специальности: 21.05.02- прикладная геология
заочного обучения
геологического факультета
Попова Антона Валерьевича

Научный руководитель:
Ассистент кафедры.....А.В.Чуваев

Заведующий кафедрой:
доктор геол.-мин. наук, профессорА.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

На Новой площади и прилегающих районах Оренбургской области с 50^х годов XX в. проводились региональные и поисковые работы: структурно-геологическая съёмка, электроразведочные работы, гравиметрические исследования, магниторазведка.

В 1971 г. в скважине № 125 Новой при опробовании, предположительно, среднедевонских отложений был получен фонтанный приток нефти дебитом 21,8 м³/сут на 5-мм штуцере. Запасы выявленной залежи подсчитаны не были, но был составлен паспорт Государственного кадастра месторождений и проявлений [1].

Целью дипломной работы является разведка нефтяных залежей в ардатовских, заволжских, турнейских, бобриковских и окских отложениях в пределах Нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Ташлинского района Оренбургской области.

По результатам анализа геологоразведочных работ прошлых лет составлен краткий геологический очерк и характеристика основных нефтегазоносных комплексов. Приведены данные по объемам и результатам геологических и геофизических исследований, изученности Нового месторождения глубоким бурением. С целью разведки продуктивных отложений Нового нефтяного месторождения спроектировано заложение 1 разведочной скважины глубиной 5400 м, проектные отложения ардатовские. Проектный литолого-стратиграфический разрез представлен кайнозойскими (квартер, неоген), мезозойскими и палеозойскими (пермь, карбон, девон) отложениями.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 38 страниц текста, 3 таблицы, 2 рисунков, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

По состоянию на 01.10.2016 г. на Новом ЛУ пробурено 3 поисковые скважины: № 125 – первооткрывательница Нового месторождения и №№ 126, 130. Все скважины пробурены Сорочинской нефтегазоразведочной экспедицией Оренбургского территориального геологического Управления МинГео СССР.

Поисковая скважина № 125 заложена по результатам сейсмических площадных исследований МОВ 1962-1963 гг. Скважина бурилась с целью поисков и изучения нефтегазоносности пермских, каменноугольных и девонских отложений. Проектная глубина 5450 м, проектный горизонт - нижнефранский ярус. Проектировался отбор керна в целевых отложениях, опробование в открытом стволе и перфорация в эксплуатационной колонне.

Фактически скважина была пробурена до глубины 5452 м, вскрыв отложения воробьевского горизонта живетского яруса. Керн отобран из воробьевских, ардаатовских, франских, фаменских, турнейских, бобриковских, тульских, окских, серпуховских, башкирских, верейских, верхнекаменноугольных, ассельских, сакмарских, артинских и кунгурских отложений. В открытом стволе опробования не проводились. В эксплуатационной колонне опробован 1 объект в ардаатовских отложениях, из которых получен промышленный приток нефти. Скважина находится в консервации с 1971 г.

Согласно сейсмическим исследованиям МОГТ-2Д 1980-1981 гг. Новая структура по отражающему горизонту «Д» представлялась двухкупольным поднятием [2]. На рисунке 2 приведена структурная карта по ОГ «Д», по которой закладывалась вторая поисковая скважина № 126 [3].

Скважина бурилась с целью поисков и изучения нефтегазоносности палеозойских отложений. Проектная глубина 6000 м, проектный горизонт - бавлинская серия. Проектировался отбор керна в целевых отложениях, опробование в открытом стволе и перфорация в эксплуатационной колонне.

Фактически скважина была пробурена до глубины 4828 м, вскрыв

отложения заволжского надгоризонта фаменского яруса. Керн отбирался из турнейских, бобриковских, башкирских, верейских, верхнекаменноугольных отложений. Опробования в открытом стволе не проводились, эксплуатационная колонна не спускалась. При забое 4828 м скважина остановлена бурением из-за сложной аварии с обсадной колонной и бурильными трубами и невозможности её ликвидации. Скважина ликвидирована по техническим причинам - III категория, пункт «а», не выполнив поставленных геологических задач.

Поисковая скважина № 130 пробурена в своде Западно-Ташлинского сейсмического поднятия за пределами Нового месторождения по отражающему горизонту «А» (артинский ярус). Скважина бурилась с целью поисков и изучения нефтегазоносности пермских отложений. Проектная глубина 3300 м, проектный горизонт - артинский ярус.

Фактически скважина пробурена до глубины 3250 м, вскрыв отложения сакмарского яруса. Керн не отбирался. В процессе бурения с помощью трубного пластоиспытателя (ИПТ) опробовано два объекта в кунгурско-артинских отложениях: 1 объект – притока не получено, 2^{ой} объект – получен приток пластовой воды.

По материалам ГИС, результатам бурения и опробования продуктивных пластов не выявлено, скважина ликвидирована по геологическим причинам в 1983 году.

В строении осадочной толщи Нового месторождения принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Фундамент на территории Нового ЛУ не вскрыт ни одной скважиной.

Палеозойская эратема представлена девонской, каменноугольной и пермской системами. Сложена терригенно-карбонатными отложениями с преобладанием вторых.

Мезозойская эратема сложена красноцветными песчано-глинистыми разностями: песчаники, глины и алевролиты.

Отложения кайнозойской эратемы представлены неогеновыми и

четвертичными отложениями. Литологически это тонкое переслаивание серых и зеленоватых глин, алевролитов, песчаников, песков и супесей. В долинах рек залегают аллювиальные пески и гравелиты четвертичной системы.

Согласно действующей схеме тектонического районирования Новое месторождение расположено в зоне сочленения южного погружения Бузулукской впадины Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы. Поверхность фундамента на территории района работ имеет очень сложное строение. Структуры, осложняющие блоки фундамента находят свое отображение и по отражающим поверхностям осадочного чехла. По нижне-среднедевонским отложениям закартирован Новый объект [4]. Объект имеет сложную конфигурацию и с севера ограничивается тектоническим нарушением. Новый объект представляет собой два приподнятых блока, расположенных на одном гипсометрическом уровне и осложненные куполами более высокого залегания. Вверх по разрезу наблюдается уменьшение амплитуды объекта вследствие заполнения некомпенсированного Ташлинского прогиба. Наиболее обширным и рельефным является северный приподнятый участок. Его размеры в пределах изогипсы -5770 м (ОГ Д1?) составляют 5,4 x 4,0 км, амплитуда 60 м. В пределах изогипсы -5620 м (ОГ Даф?) – 7 x 3,5 км, амплитуда 130 м. Амплитуда увеличилась за счет образования органогенной постройки.

По турнейско-башкирскому комплексу отложений (ОГ Т и Б) район Нового объекта представлен относительно выположенным участком с серией мелких куполов амплитудой 15-20 м.

Артиноско-филипповский (ОГ А и Кн₂) и иреньский (Кн₁) комплексы отложений характеризуется общим моноклиальным погружением в юго-западном направлении в сторону Прикаспийской впадины.

В виду высокой информативной плотности сети взаимоувязанных профилей - 80 пог.км/км², в результате работ ЗД, вероятность существования структур равна 1.

В соответствии со схемой нефтегазогеологического районирования Новый ЛУ расположен в пределах Южно-Бузулукского НГР Бузулукской нефтегазоносной области (НГО).

Перспективы нефтегазоносности Южно-Бузулукского НГР связаны с терригенными и карбонатными отложениями среднего и верхнего девона, нижнего и среднего карбона и нижней перми. Основные выявленные запасы углеводородов связаны с эмско-нижнефранским, среднефранско-турнейским и визейским нефтегазоносными комплексами.

На территории Нового ЛУ установлена промышленная продуктивность отложений живетского (пласт Д_{III}), фаменского (пласты Д_{ЗЛ-1}, Д_{ЗЛ-2}), турнейского (пласты Т₁, Т₂), визейского (пласты Б₂, О₅) ярусов.

Залежь нефти пласта Д_{III} установлена при перфорации интервала 5366-5374 м в скважине № 125. Получен фонтанный приток нефти дебитом 21,8 м³/сут на 5 мм штуцере. Были выполнены исследования, отобраны глубинные и поверхностные пробы нефти.

Пласт литологически представлен пористыми песчаниками, покрывкой служит одновозрастная карбонатно-глинистая пачка. Залежь пласта Д_{III} массивно-пластовая тектонически экранированная, возможно с литологическим экраном в периферийных частях залежи. Размеры залежи – 1,0-3,0 х 2,5-5,0 км, водонефтяной контакт (ВНК) не установлен, условный уровень подсчета (УПУ) принят на отметке «-5295,7» м. Высота залежи по изогипсе УПУ – 36 м. Суммарная эффективная толщина в скважине № 125 составляет 7,2 м, число прослоев – 6, толщины которых изменяются от 0,6 до 2 м.

Залежь нефти пласта Д_{ЗЛ-2} выявлена по данным ГИС скважины № 125. Продуктивный пласт расположен в нижней части заволжского надгоризонта и представлен известняками. Покрывкой служат плотные высокоомные известняки толщиной более 50 м.

Тип залежи массивно-пластовый, размеры 2,3 х 3,3 км, высота 39,5 м. Водонефтяной контакт не установлен, УПУ принят на отметке «-4659,4»

м, Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина пластов-коллекторов составляет 10,4 м (от 0,6 до 3,8 м), количество прослоев – 8.

Залежь нефти пласта $D_{3Л-1}$ выявлена по материалам ГИС в скважине № 125. Залегаёт в кровельной части заволжского горизонта под плотным известняком толщиной 6 м, который является покрывкой для залежи. Тип залежи пластовый, размеры 1,8 x 2,3 км, высота 31,1 м. ВНК не установлен, принимается условно на отметке «-4491,1» м по подошве выделенного по ГИС продуктивного пласта-коллектора. Толщина продуктивных прослоев изменяется от 0,6 м до 2,2 м, суммарно – 3,8 м, количество прослоев – 3.

Залежь нефти пласта T_2 выявлена по данным ГИС скважины № 125. Продуктивный пласт T_2 залегаёт в средней части турнейского яруса под локальной покрывкой толщиной 6 м. Толщины пластов-коллекторов колеблются в пределах 0,6-2,4 м, суммарно – 8,0 м, количество прослоев – 6.

Тип залежи массивно-пластовый, размеры 2 x 2,8 км, высота 39,8 м. ВНК не определен, для подсчета запасов принимается УПУ на отметке «-4429,8» м.

Залежь нефти пласта T_1 выявлена по данным ГИС скважины № 125. Пласт T_1 залегаёт на 30 м ниже кровли турнейского яруса. Суммарная эффективная толщина коллектора 10 м, нефтенасыщенная – 5,6 м. Количество прослоев – 6, нефтенасыщенных – 4. Мощность прослоев колеблется от 0,8 до 3,6 м, нефтенасыщенных от 0,8 до 2,2 м. В скважине № 126 пласт T_1 водонасыщенный.

Тип залежи массивно-пластовый, размеры 2,0 x 3,3 км, высота – 41,7 м. ВНК принимается по данным ГИС на отметке «-4351,7» м.

Залежь нефти пласта B_2 выявлена по данным ГИС скважины № 125. Пласт приурочен к подошвенной части бобриковского горизонта визейского яруса. Роль флюидоупора выполняют тульские плотные карбонаты. Литологически пласт представлен пористыми песчаниками. В скважине № 125 выделяются пять проницаемых песчаных прослоев, толщиной от 0,6 до 2,6 м, суммарно – 7,2 м. В скважине № 126 в бобриковских песчаниках

отмечен один, возможно, продуктивный прослой мощностью 0,8 м.

Залежь пластовая, сводовая, подстилающей воды не отмечено, поэтому УПУ принят на отметке «- 4296,1» м. Размеры залежи 1,7 x 2,8 км, высота 26,5 м.

Залежь нефти пласта O_5 выявлена по данным ГИС скважины № 125. Пласт залегает в окских карбонатах (доломиты) визейского яруса нижнего карбона под битуминозной глинисто-карбонатной сульфатизированной покрывкой толщиной 8 м.

Тип залежи пластовый, размеры 0,6-1,8 x 2,5-3,5 км, высота 29,5 м по изогипсе условного подсчётного уровня «-4079,4» м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине № 125 составляет 10,2 м. В скважине № 126 пласт O_5 водоносный [5, 6].

Анализ имеющейся геолого-геофизической информации свидетельствует о недостаточной изученности Нового месторождения в целом и продуктивной части разреза в частности.

Степень изученности глубоким бурением залежей крайне низкая. В пределах контуров залежей месторождения в присводовой их части пробурена только одна скважина - № 125. Южнее пробурена скважина № 126, которая вскрыла заволжские отложения и была ликвидирована по техническим причинам без опробования. По данным ГИС в скважине возможно нефтенасыщенными являются отложения бобриковского возраста (пласт B_2).

Необходимо отметить также неоднозначность трактовки принадлежности подтвержденного опробованием продуктивного пласта D_{III} (?). Изначально в 1971 г. пласт был стратифицирован как принадлежащий к песчаникам пашийского горизонта. В настоящее время существует альтернативная модель строения территории, согласно которой залежь может быть приурочена к отложениям колганской толщи.

Недостаточно ясен вопрос о положении ВНК. На всех залежах месторождения водонефтяной контакт не вскрыт и условный уровень

подсчета принят по данным ГИС по последнему нефтенасыщенному пропластку.

Требуют уточнения также фильтрационно-емкостные характеристики. Коллекторские свойства продуктивных отложений при подсчете запасов определены только по данным ГИС, поскольку керн из продуктивных пластов непредставителен.

Начальные суммарные запасы нефти по 7 пластам составляют 995 тыс. т. геологических и 445 тыс. т. извлекаемых по категории С1 и 6694 тыс. т. геологических и 2535 тыс. т. извлекаемых по категории С2. Таким образом, промышленные запасы категории С1 составляют всего 13% от суммарных.

Все это создает предпосылки для проведения разведочных работ на девонско-каменноугольные отложения Нового месторождения.

В процессе разведки решаются следующие вопросы:

- уточнение положения контактов нефть-вода и контуров залежей;
- уточнение дебитов нефти, газа, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважины;
- исследование гидродинамической связи залежи с законтурной областью;
- уточнение изменчивости емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов;
- уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;
- изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения.

Настоящей работой предусматривается бурение одной разведочной скважины 1Р на расстоянии 209 м к северо-западу от скважины № 125.

Глубина проектной скважины 5400 м, проектный горизонт ардатовский.

При выборе точки заложения скважины учитывалась возможность

решения задач по разведке, а в дальнейшем и по разработке месторождения.

Геологические условия проводки проектной разведочной скважины определены по имеющимся данным и на основании проводок скважин №125, пробуренной до глубины 5452 м (ардатовский горизонт), скважины № 126 с забоем 4828 м (заволжский надгоризонт) и скважины №130 с забоем 3250 м (сакмарский ярус).

Проектный разрез разведочной скважины представлен четверть, неогеновыми, мезозойскими, пермскими, каменноугольными и девонскими отложениями.

Заключение

По результатам анализа геологоразведочных работ прошлых лет составлен краткий геологический очерк и характеристика основных нефтегазоносных комплексов. Приведены данные по объемам и результатам геологических и геофизических исследований, изученности Новоместорождения глубоким бурением.

С целью разведки продуктивных отложений Нового нефтяного месторождения спроектировано заложение 1 разведочной скважины глубиной 5400 м, проектные отложения ардатовские. Обоснована значимость проведения разведочных работ, а также приведен оптимальный комплекс геолого-геофизических исследований в скважине.

Список использованных источников

1. Паспорта Государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых (Ташлинское месторождение). Оренбургский филиал ФБУ «ТФГИ по Приволжскому Федеральному округу». – Оренбург, 1992.
2. Григорьева Г.А. Отчет о результатах поисковых сейсморазведочных работ МОГТ на Новоташлинской площади в Ташлинском районе Оренбургской области в 1980-81гг. Новоташлинскаясп. 7/80-81, ОГЭ. 1981 г.
3. Благосмылова Л.А., Отчет о результатах поисковых сейсморазведочных работ МОГТ на Северо-Ташлинской площади и детальными сейсморазведочными работ МОГТ на Северо-Елтышевской площади в Ташлинском районе Оренбургской области в 1989-91г.г. (Северо-Ташлинская с/п 7/89-91). ОГЭ, 1991 г.
4. Ляпустин Б.А. Анализ и обобщение материалов электроразведки методом ЗСМ, ЗСТ и МТЗ для западной части Оренбургской области (тематическая партия №15/74-75). г. Оренбург, 1975
5. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. Москва, Недра, 1984.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. Москва, Недра, 1975.