

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

**Доразведка Игольской площади Игольско-Талового месторождения
в процессе эксплуатации**

А в т о р е ф е р а т д и п л о м н о й р а б о т ы

студента 5 курса 551 группы
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
геологического факультета
Фоканова Никиты Сергеевича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. наук, доцент

_____ В.М. Мухин

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

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, где на сегодняшний день открыто наибольшее количество месторождений в Российской Федерации, сохраняет огромный потенциал для увеличения промышленных запасов как нефти, так и газа либо за счёт начала разработки месторождений с трудноизвлекаемой (например, сланцевой) нефтью, либо за счёт доразведки площадей открытых месторождений в процессе их эксплуатации.

И одним из последних месторождений является Игольско-Таловое, являющееся объектом изучения в данной работе. Рекомендации по его доразведке ниже даны для Игольской площади. Геолого-геофизический материал был получен в ходе прохождения производственной практики в должности оператора по добыче нефти и газа IV разряда.

Игольско-Таловое месторождение, открытое в 1977 году, введено в эксплуатацию в 1991 г. бурением скважин на залежь пласта Ю₁² Игольской площади. Разработка Таловой площади ведется с 2006 года. На настоящий момент разработка на площадях разнится: на Игольской площади разрабатываются пласты Ю₁² и Ю₁^{МУ}, а на Таловой – лишь Ю₁².

Поскольку Игольская площадь находится на третьей стадии разработки (как, кстати, и большинство месторождений Западной Сибири) и характеризуется падением добычи нефти и ростом обводнённости, проведение доразведочных работ с целью увеличения геологических и извлекаемых запасов является актуальной задачей.

Настоящая дипломная работа посвящена геологическому обоснованию проведения разведочного бурения на Игольской площади на выявленной методами ГИС южной залежи пласта Ю₁^{МУ} (литологически ограниченной) в пределах скважин №№2105, 382 и 1122 с целью уточнения её геологического строения и потенциального перевода запасов нефти из категории С₂ в категорию С₁. В процессе работы был (были):

- Собран фактический материал по месторождению;

- Проанализирован материал по литолого-стратиграфическому, тектоническому строению, нефтегазоносности и степени изученности пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ};
- Самостоятельно построены схематические профильные разрезы пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ} по линиям I-II, III-IV, V-VI, а также произведён подсчёт ожидаемого прироста геологических запасов нефти и растворённого в ней газа;
- Даны рекомендации по заложению зависимой от результатов испытаний в близ лежащих скважинах проектной скважины, определено её местоположение и рекомендован комплекс проводимых в ней работ.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 55 страниц текста, 6 таблиц, 8 рисунков, 6 таблиц и 11 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

Несмотря на то, что поисковые работы на территории Западной Сибири имели своё начало ещё в довоенные годы, первые структурные построения на Игольско-Таловом месторождении по результатам работ методом ОГТ впервые проведены в 1975-1976 годах, что объясняется значительной удалённостью месторождения от мест основных скоплений углеводородов. По результатам этих работ поднятие было детализировано и подготовлено к вводу в поисковое бурение в 1977 году. Основу для структурных построений составили сейсмические материалы полученные в 1974-76 гг. (с/п 7/74-75 и 7/75-76 Томского геофизического треста).

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ, проведенных АО «Сибнефтегеофизика» за период 1985-1992 гг. (с/п 15, 20) были построены структурные карты для Игольской и Таловой площадей [1]. Качество полученного сейсмического материала 2D было признано удовлетворительным для проведения кинематической интерпретации.

К началу 1980 г. на месторождении пробурено три поисковых скважины (№№1Р, 2Р, 3Р). Пробуренная в предполагаемой зоне сочленения двух поднятий поисковая скважина №7 вскрыла нефтяную часть пласта Ю₁², что явилось основанием для объединения участков.

На Игольской структуре продуктивны пласты Ю₁² и Ю₁^{МУ}. На Таловой структуре - пласт Ю₁².

Всего на месторождении по состоянию на 01.01.2013 года пробурено 706 скважин, из них 454 добывающие, 233 нагнетательных и 19 водозаборных. Утвержденный проектный фонд составляет 786 скважин, из них 487 добывающих, 280 нагнетательных и 19 водозаборных. Реализация проектного фонда скважин составляет 89.5 %.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза составлена на основании данных бурения и результатам промыслово-геофизических работ, выполненных на скважинах в пределах площади Игольско-Талового месторождения.

В геологическом строении района принимают участие породы палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратем. В результате перерывов в осадконакоплении из разреза выпадает неогеновая система полностью.

Установить наличие или отсутствие отложений, сопоставляемых с ярусами триасовой, юрской и палеогеновой систем, не указанными ниже, мешает отсутствие фактического материала.

Отложения осадочного чехла представлены преимущественно терригенными (пески, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты) отложениями с включениями сидерита, пирита и углистого материала. Применительно для пласта Ю₁^{МУ} отмечается повсеместная невыдержанность коллекторских свойств по площади и разрезу, выклинивание пород, а также частые замещения проницаемых пород на непроницаемые в пределах очень ограниченного участка. Накопление отложений происходило, как правило, в прибрежно-морских и континентальных условиях.

В юрское время на территории месторождения были наиболее благоприятные условия для формирования будущих местоскоплений УВ: были созданы условия как для создания природных резервуаров, представляющих собой относительно равномерное чередование пластов-коллекторов, представленных песчаниками и алевролитами, так и для пород-флюидоупоров – почти непроницаемых пород баженовской и георгиевской свит, литологически представленных глинами и аргиллитами.

В составе васюганской свиты, формировавшейся в прибрежно-морских и морских условиях, выделяются песчаные пласты, входящие в горизонт Ю₁: Ю₁⁴, Ю₁³, Ю^{МУ}, Ю^Л и Ю₁², из которых пласты Ю₁² и Ю^{МУ} являются промышленно нефтеносными.

В строении месторождения выделено три структурных этажа: первый – палеозойский фундамент, второй – промежуточный этаж и третий – платформенный этап развития. Стоит отметить, что границы меж этажами устанавливаются очень условно, поскольку для достоверного членения недостаточно фактического материала, собранного с пробуренных скважин.

Нижний этаж сопоставляется геосинклинальному этапу развития и консолидации складчатого основания платформы, закончившийся в позднепалеозойское время. Породы представлены изверженными, эффузивными и осадочными образованиями, сильно дислоцированными и метаморфизированными. Основные образования нижнего этажа месторождения – долериты, диориты и порфириты.

Второй этаж отражает переходный этап развития от геосинклинального к платформенному, который происходил, вероятно, в ранне-среднетриасовое время. От образований геосинклинального этапа породы этого этапа отличаются меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма.

Платформенный этап развития, начавшийся, скорее всего, в поздне триасово-раннеюрское время, продолжался в мезозойско-кайнозойское время в условиях длительного устойчивого прогибания территории. Породы, образованные на этом этапе, характеризуются слабой

дислоцированностью и представлены мощной толщей мезозойских и гораздо менее мощной толщей кайнозойских осадочных образований. Этот этап развития изучен наиболее полно, т.к. с ним связаны основные скопления нефти и газа.

Игольское и Таловое локальные поднятия приурочены к более крупной структуре - Игольскому куполовидному поднятию (структура III порядка), которое в свою очередь осложняет структуру второго порядка - Южно-Нюрольскую мезовпадину [4]. Она расположена в южной части Нюрольской мегавпадины – крупной отрицательной структуры первого порядка (это можно проследить на рисунке 2, более подробно – в приложении Б), которая имеет изометричную форму и осложняет южную часть Колтогорско-Нюрольского желоба [5].

Согласно “Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления” (редактор В.С.Сурков) Игольское куполовидное поднятие находится в пределах Нюрольского прогиба [6].

Тектоника рассматриваемого района обусловлена его положением в зоне сопряжения Колтогорской рифтогенной зоны и Нюрольского осадочного бассейна, формирование которого явилось следствием активного прогибания этой территории на рубеже палеозоя и мезозоя и последующим активным прогибанием в мезозойское время.

Игольско-Таловая структура имеет унаследованный характер развития и в основных чертах повторяет структурный план доюрского комплекса.

Считается, что данное куполовидное поднятие максимальный рост испытало в позднеюрско-неокомский этап. Именно во время этого этапа отмечалась тенденция к уменьшению дифференцированности тектонических движений. В турон-плейстоценовый этап Игольское куполовидное поднятие было стабильным и не испытывало роста

Игольско-Таловое нефтяное месторождение входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. Входит также в Васюганский нефтедобывающий район. Промышленная

нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями (а именно, поровыми песчаниками) келловей-оксфордского нефтегазоносного комплекса (верхнеюрский НГК), регионально продуктивного на территории Западной Сибири [10]. Нефтеносность в области работ связана с отложениями васюганской свиты - пластами Ю₁², Ю₁^{МУ}.

Покрышкой над васюганским продуктивным нефтегазоносным комплексом является глинистая толща георгиевской, баженовской свит. На Игольской структуре продуктивны пласты Ю₁² и Ю₁^{МУ}. На Таловой структуре продуктивен только пласт Ю₁². Геологические и гидрогеологические факторы позволяют предполагать на месторождении неактивный упруговодонапорный режим, по мере падения пластового давления – режим растворенного газа.

Игольская площадь охарактеризована 121 глубинными пробами нефти, отобранными из 65 скважин и поверхностными пробами нефти (109 проб из 86 скважин по пласту Ю₁² и 2 пробы из 1 скважины по пласту Ю₁^{МУ}).

В пластовых условиях нефти пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ} лёгкие (плотность соответственно 728.8 и 755.2 кг/м³), незначительно и маловязкие (соответственно 0.85 и 1.46 мПа*с). Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0.371. Остаточные извлекаемые запасы – 6 849.4 тыс.т. при обводнённости 75 %. Добыча жидкости с начала разработки составляет 38 188.9 тыс.т, закачка рабочего агента – 56 095.4 тыс.м³.

Пласт Ю₁² является основным объектом разработки Игольской площади. Введён в разработку в 1991 г. скважиной №13. Литологически пласт представлен серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми, среднесцементированными, участками известковистыми песчаниками. Эффективные нефтенасыщенные толщины на Игольской площади изменяются от 0.8 до 6.9 м, увеличиваясь с юго-запада на северо-восток.

Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная. Пласт разрабатывается на упруговодонапорном режиме.

Пласт Ю₁^{МУ} Игольской площади введен в разработку в 2002 г. скважиной №233. Выделено две залежи: северная и южная. Северная залежь приурочена к зоне коллектора (песчаника серого, мелкозернистого, средней крепости, слоистым за счет включений обугленного растительного детрита). Плотные разности сложены алевролитом светло-серым, песчанистым и аргиллитом светло-серым, с линзами алевролита, с желваками пирита. Данные анализа керна свидетельствуют о том, что развитие шло в континентальных условиях. Северная залежь узкой полосой пересекает южную часть Игольской структуры. С севера залежь ограничена зоной отсутствия, как коллектора, так и пласта. С юга – зоной неколлектора. Замещение песчаного тела глинистыми разностями происходит даже на незначительном расстоянии (актуально и для южной залежи).

Эффективные нефтенасыщенные толщины северной залежи изменяются от 1.2 м (скважины №№2 402, 2 403) до 10.6 м (скважина №2Р). Продуктивность южной залежи установлена по результатам интерпретации данных ГИС, все три скважины, вскрывшие её, не опробованы. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1.5 до 9.6 м.

Таловая площадь охарактеризована 16 глубинными пробами нефти, отобранными из 6 скважин и поверхностными пробами нефти (17 проб из 11 скважин).

В пластовых условиях нефть пласта Ю₁² лёгкая (плотность – 761.3 кг/м³), незначительно вязкая (0.94 мПа*с). Давление насыщения ниже пластового и равно 8.0 МПа. Среднее значение газового фактора, полученного при ступенчатой сепарации в рабочих условиях, составляет 65.0 м³/т. Плотность нефти пласта Ю₁² после дифференциального разгазирования соответственно 839.6 кг/м³. Нефтяной газ жирный, с содержанием молярной доли метана 49.99 % при однократном разгазировании и 56.80 % при дифференциальном. Площадь находится на второй стадии разработки месторождения, при этом отмечается снижение добычи нефти. Залежь эксплуатируется на упруговодонапорном режиме.

Для Игольской площади по пласту Ю₁² состояние запасов категории В оценивается в 93%, по С₁ – в 7% (это отражено в приложении В), по пласту Ю₁^{МУ} (это отражено в приложении Г) оценки другие: категории В – 48%, С₁ – 45%, С₂ – 7%. Характеристика запасов площадей приведена в таблице 4.

Поскольку скважины, вскрывшие пласт Ю₁^{МУ} на юго-востоке территории (а именно, №2105, №1122, №382), не были опробованы (так как были ориентированы не на данный пласт), рекомендуется, во-первых, провести испытания пласта в трёх скважинах (№1122, №382) с помощью ИП с целью получения промышленного притока и выполнения задач по изучению проектного пласта.

С целью доразведки залежи с категорией запасов С₂ пласта Ю₁^{МУ}, а также для уточнения границ залежи и перевода запасов всей залежи из категории С₂ в категорию С₁, рекомендуется пробурить разведочно-эксплуатационную скважину на расстоянии 525 метров на северо-запад-запад от скважины №2105 В случае получения промышленных притоков из выше перечисленных скважин. Скважине предстоит вскрыть терригенные отложения васюганской свиты, проектные пласты – Ю₁² и Ю₁^{МУ}. Абсолютная отметка забоя скважины должна составлять не менее «-2 666 м».

Для решения выше обозначенных задач предусматривается следующий объём работ:

- Бурение со 100%-м отбором керна из перспективных интервалов (пласты Ю₁² и Ю₁^{МУ});
- Опробование пластов (при необходимости – с использованием методов интенсификации пластов);
- Лабораторные исследования керна и пластовых флюидов.

Согласно проведённым мной подсчётам потенциальный прирост геологических запасов составит 378.833 тыс. т. При расчёте был использован объёмный метод подсчёта, что основан на определении объема порового пространства пород-коллекторов, насыщенного нефтью, ратсворённого в нефти газа - 21.101 млн м³.

При заложении скважины необходимо предусмотреть возможность её раздельно-одновременной эксплуатации. Расположение проектной скважины таково, что при получении промышленных притоков, её возможно вовлечь в разработку пласта Ю₁^{МУ} с учётом уже вскрывших залежь скважин.

Заключение

В дипломной работе обобщены результаты геолого-разведочных работ, что имели место на территории крупного по извлекаемым запасам Игольско-Талового месторождения, лабораторные исследования пластовой воды, нефти и растворённого в ней газа, а также геолого-геофизические сведения о строении территории.

На основе имеющегося фактического материала были даны рекомендации по доразведке территории с целью прироста извлекаемых запасов нефти в случае получения промышленных притоков со скважин №№1122, 2105 и 382, где необходимо провести испытания, а именно – доразведке пласта Ю₁^{МУ} южной залежи Игольской площади.

Местоположение проектной скважины, которая может являться эксплуатационной как для пласта Ю₁², так и для Ю₁^{МУ}, является оптимальным, так как, во-первых, она вписывается как в проектную разработку верхнего пласта (что будет актуально, если промышленных притоков получено не будет), так и в потенциальную сетку скважин пласта нижнего, во-вторых, вскрывает достаточную мощность пласта проектного, чтобы уточнить характер его распространения на запад и начать возможную разработку залежи. Несмотря на общую высокую степень освоенности месторождения, южная его часть недостаточно освещена материалами ГИС, потому был рекомендован комплекс исследований, который должен быть произведён в процессе бурения скважины.

Потенциальный прирост геологических запасов нефти составит 378.833 тыс. т, а растворённого в ней газа - 21.101 млн м³. Произвести подсчёт извлекаемых запасов литологически ограниченной залежи пласта Ю₁^{МУ} на данном этапе не представляется возможным вследствие недостаточного

количества данных по её распространению и неимения полной картины по характеру изменения фильтрационно-ёмкостных свойств. Рентабельность скважины обеспечивается и возможным приростом запасов, и возможностью вовлечения её в сетку разработки как одного, так и другого пласта.

Список использованных источников

1. Черняк В.С., Павлов И.И., Гриценко С.А. и др. Отчёт тематической партии 4/93/ ОАО "Сибнефтегеофизика", Новосибирск, 1994 г.
2. Костеша О.Н., Кабанова В.М., Ткачёва Л.Г., Чеснокова В.С. Новые данные по палиностратиграфии нижней части осадочного чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты / В.С. Смирнов // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири, Новосибирск, СНИИГГиМС, 1991. С. 55–63.
3. Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин Ханты-Мансийского АО. Т.1 / Под ред. В.Ф. Гришкевича, Е.А. Теплякова. – Ханты-Мансийск: ГП НАЦ РН ХМАО-ЮГРЫ, 2000.
4. Тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Сост. и подг. к изд.: Сибирское отделение РАН в 2001 г.; отв. ред.: Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Конторович В.А., масштаб 1:5 500 000. Новосибирск: Сибирское отделение РАН, 2001 г.
5. В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров / Н.В. Соболев / Геология и геофизика, ТПУ, 2014, т. 55, № 12, с. 1775—1786
6. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления / Сост. и подг. к изд.: Сибирское отделение РАН в 1974 г.; отв. ред.: В.С. Сурков, О.Г. Жеро, А.Э. Конторович и др. 1974. Новосибирск: Сибирское отделение РАН, 1974 г.
7. Иванов В.Г., Зуев В.А., Горюхин Е.Я., и др. Подсчет эксплуатационных запасов подземных вод палеогеновых отложений на Игольско-Таловом

нефтяном месторождении (Томская область) / В.Г. Иванов / Отчет по договору № ИЦЮ-1407/31(429Н) 991/2, Томскнефть ВНК. – Томск, 2005 г.

8. Конторович Д.В. Сейсмостратиграфическая характеристика, история тектонического развития и нефтегазоносность северо-западной части Каймысовского НГР // Геология и геофизика, г. Новосибирск, 2011, т. 52, № 10, с. 1612—1625

9. Конторович В.А., Соловьев М.В., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей УВ в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика, г. Новосибирск, 2011, т. 52, № 8, с. 1075—1091.

10. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна // М.: Недра, 1988. – 303 с.

11. Волошин А. и др. К проблеме корректной оценки физико-химических параметров пластовых флюидов // Вестник Инжинирингового Центра НК 2003 г., №4, ЮКОС.

12. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 №3-р «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утверждённой приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 №477»

13. Коробов А. Д., Коробова Л. А., Колотухин А. Т., Шелепов Д. А. Гидротермальная природа нефтегазоносных терригенных коллекторов чехла и способы их поиска Саратов: Наука, 2011 г. //

14. Орешкин И.В., Логинова М.П., Колотухин А.Т. Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа // Саратов: НВНИИГТ, 2015 г.

15. Афанасьев В. А., Бастриков С. Н., Попов В. А. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременно-раздельной эксплуатации скважин УЭЦН // Нефть и газ - 2015г. №1. – С. 19-25.