

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
Тагунского месторождения (Красноярский край)**

Автореферат дипломной работы

студента 5 курса 551 группы
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
геологического факультета
Игнатовского Сергея Игоревича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

_____ А.Т. Колотухин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин.наук, профессор

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2019

ВВЕДЕНИЕ

Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция является одной из важнейших в России и мире по добыче УВ сырья. Открытие наиболее крупных месторождений и получение существенного прироста запасов нефти и газа приходится на 80-е годы. Однако в последнее время открываются только средние и мелкие месторождения [1]. В связи со сложившейся экономической обстановкой в стране месторождений открывается все меньше, а основной прирост запасов осуществляется за счет доразведки уже известных месторождений.

В связи с этим, объектом изучения в дипломной работе является Тагунское месторождение. Оно обладает сложным строением (многозалежное), является слабо изученным и перспективным для увеличения запасов нефти и газа промышленных категорий.

Целью дипломной работы является обобщение результатов проведенных геолого-разведочных работ, анализ степени изученности выявленных залежей, а также обоснование необходимости доразведки указанного месторождения.

В основу работы положены материалы, собранные в период прохождения преддипломной практики. К таким материалам относятся результаты сейсмических и других геофизических исследований, бурение и исследования скважин, результаты лабораторных исследований керна, шлама и флюидов.

К первоочередным задачам дипломной работы относятся систематизация и обобщение геолого-геофизического фактического материала [2, 3, 4], а также разработка практических рекомендаций по доразведке месторождения, которые позволят прирастить запасы промышленных категорий, что является весьма актуальным для Западной Сибири.

Тагунское месторождение в административном отношении располагается в Туруханском районе Красноярского края.

Ближайшие населенные пункты – г. Игарка, районный центр г. Туруханск, а также г. Дудинка.

Ближайшее месторождение, находящееся в промышленной эксплуатации – Ванкор. Рядом с ним расположено Лодочное месторождение. Эти месторождения вместе с Сузунским и Тагунским образуют крупный центр (кластер) по добыче нефти. Потенциал этого кластера на 2020 год составляет 23,7 млн.т, из которых 17,5 млн. т приходится на Ванкор [1].

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 67 страниц текста, 4 рисунка, 6 таблиц, 14 графических приложений. Список использованных источников включает 17 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Первые сведения о глубинном геологическом строении региона получены по результатам мелко- и среднемасштабных аэромагнитных и гравиметрических съёмок региональных исследований, проведённых в 60–70-х годах прошлого столетия. По материалам этих работ было выполнено районирование обширной территории, намечены участки, перспективные на поиски нефти и газа. В результате чего в 1985 году при проведении региональных геофизических работ (2D сейсморазведка) были выявлены Лодочное и Тагунское поднятия.

С 1987 года в пределах Тагунского поднятия проводились площадные геофизические работы (2D сейсморазведка), а также поисково-оценочное бурение. Тагунское месторождение было открыто в 1988 году по материалам бурения скважин Тгл-3, Тгл-4, где была установлена промышленная нефтегазоносность яковлевской свиты, а при последующем бурении выявлены нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи в отложениях дорожковской, долганской, яковлевской, малохетской, суходудинской, нижнехетской и сиговской свит.

С 1990 до 2006 года в пределах месторождения пробурено 11 поисково-оценочных и разведочных скважин, подтвердивших нефтегазоносность выявленных ранее залежей.

Вплоть до 2011 года проводились детальные 2D и 3D сейсморазведочные работы, направленные на уточнение геологического строения Тагунского месторождения.

Общий объем сейсморазведочных работ в пределах Тагунского месторождения составляет МОГТ-2D – 1800 км, МОГТ-3D: - 881 км², достигнутая плотность составляет для МОГТ-2D – 1,14 пог.км/км² [4].

На конец 2014 года общее количество скважин на месторождении составляет 29, из них 12 – поисковых, 12 – разведочных и 5 эксплуатационных. Из 29 пробуренных скважин – 19 ликвидированы, а 10 – законсервированы.

Анализ проведенных геолого-геофизических работ показал, что Тагунское месторождение изучено недостаточно. Плотность сеймопрофилей составила 1.14 пог.км/км², что свидетельствует о средней степени изученности месторождения сейсморазведкой. Неравномерно и недостаточно полно изучено месторождение и глубоким бурением. С целью повышения степени изученности месторождения необходимо уточнить структурные планы продуктивных пластов; положения ВНК, ГНК; фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов и другие параметры.

В геологическом строении Тагунского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-среднепалеозойского, позднепалеозойского-раннемезозойского и мезозойско-кайнозойского возраста [5]. Глубоким бурением в пределах месторождения изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений базируются на материалах региональной сейсморазведки, а также данных бурения поисковых и параметрических скважин на смежных площадях.

В основании мезозойского платформенного чехла залегают континентальные вулканогенно-осадочные (красноселькупская серия) и

осадочные терригенные (тампейская серия) образования триаса, также выявленные по данным сейсморазведки и бурения параметрических скважин на смежных площадях. [5].

Мезозойская эратема является основным объектом исследования и включает в себя отложения юрской и меловой систем. Юрская система представлена средним и верхним отделами терригенно-глинистого состава с общей мощностью 1360 м. Отложения меловой системы представлены верхним и нижним отделами карбонатно-терригенно-глинистого состава [2]. Общая мощность меловых отложений около 3140 м.

Кайнозойская эратема включает в себя отложения четвертичной системы, глинисто-терригенного состава с общей мощностью до 120 м.

При сопоставлении фациально-палеогеографических обстановок изучаемых отложений с залежами в них УВ следует отметить, что наибольшие запасы нефти сосредоточены в породах преимущественно дельтового и авандельтового комплексов.

Бурением в разрезе меловых и юрских отложений выявлены многочисленные пласты-коллекторы (преимущественно песчаники, алевролиты), разделенные пачками глинистых разностей.

В разрезе юрских отложений (келловейский, киммериджский ярусы) выделяется песчано-алевитовый пласт сиговской свиты.

Снизу вверх в разрезе меловых отложений выделены: песчаный пласт нижнехетской свиты, песчаный пласт суходудинской свиты, песчано-алевролитовые пласты малохетской свиты, песчаные, алевролитовые и песчано-угольные пласты яковлевской свиты, песчано-алевролитовые пласты долганской свиты, песчаные пласты дорожковской свиты.

В тектоническом отношении Тагунское поднятие расположено в пределах отрицательной структуры первого порядка – Большехетской впадины, Лодочного валообразного поднятия (структура 2 порядка) и части Русскореченского структурного носа (структура 2 порядка) [2, 6] .

По материалам сейсморазведки и результатам бурения в современном структурном плане Тагунское поднятие *по кровле пласта Дл-3* долганской свиты представляет собой антиклинальную структуру, на севере осложненную приподнятым участком. В контуре изогипсы минус 1100 м она меридионально вытянута, с максимальной амплитудой на севере 30 м и минимальной а.о. минус 1070 м. Размеры структуры 20,5x12 км.

По кровле пласта ВЯк-II верхнеяковлевской подсвиты поднятие представляет собой складку неправильной формы, вытянутую в субмеридиональном направлении. Оконтурена складка изогипсой минус 1330 м. Размеры структуры составляют 13,2x9,2 км, амплитуда – 20 м.

По кровле пласта ВЯк-XVI яковлевской свиты Тагунское поднятие представляет субмеридионально вытянутую антиклинальную складку, осложненную четырьмя небольшими куполами. Оконтурена складка изогипсой минус 1590 м. Размеры структуры 10x15 км, амплитуда 30 м.

По кровле пласта Як-II яковлевской свиты поднятие представляет собой складку неправильной формы, вытянутую в субмеридианальном направлении. Оконтурена складка изогипсой минус 1700 м. Размеры структуры 21x15 км, амплитуда на юге – 40 м.

По кровле пласта Як-IV яковлевской свиты Тагунское поднятие представляет вытянутую субмеридионально антиклинальную складку, осложненную небольшими куполами. Оконтурена складка изогипсой минус 1730 м. Размеры структуры 14,5x17,5 км, амплитуда 40 м [2, 4].

По кровле пласта Мх-3 малохетской свиты Тагунское поднятие представляет антиклинальную складку, в центральной и северной частях осложненную четырьмя небольшими куполами. Оконтурена складка изогипсой минус 1990 м. Размеры структуры 8x9 км, а амплитуда 20 м.

По кровле пластов ВЯк-VIII и Мх-II-1 прослеживается схожесть структурного плана с выше описанными пластами. Ниже по разрезу, в юрских породах, структурный план Тагунского поднятия сохраняется,

увеличиваются амплитуды поднятий, при этом размеры структуры немного сокращаются [2].

Таким образом, Тагунское поднятие четко прослеживается от юрских (сиговская свита) до верхнемеловых отложений (дорожковская свита).

Сравнивая структурные поверхности приведенных пластов, можно проследить как схожесть в их строении, так и некоторые различия. Нижние части разреза имеют более сложные структурные планы, нежели вышележащие. За счет выполаживания структуры Тагунского месторождения вверх по разрезу по вышележащим структурным поверхностям прослеживается увеличение её размеров.

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции, Тагунское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Сузунского нефтегазоносного района (НГР) Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) [7].

Промышленная нефтегазоносность Тагунского месторождения установлена в широком диапазоне юрских и меловых отложений.

В настоящее время на Госбалансе РФ по Тагунскому месторождению учтены запасы по 30 подсчетным объектам - это пласты дорожковской свиты, долганской свиты, яковлевской свиты, малохетской свиты, суходудинской свиты, нижнехетской свиты, сиговской свиты. Всего на месторождении выявлена 41 залежь, 5 из которых газовых, 17 нефтяных, 18 газонефтяных, 1 газоконденсатная [3].

По результатам подсчета запасов нефти и газа Тагунского месторождения ($C_1 > 109$ млн.т нефти и > 87 млрд. м³ газа) месторождение по современной действующей классификации запасов и ресурсов относится к числу крупных. Значительны и запасы категории C_2 .

Наибольшие запасы по категориям запасов C_1 и C_2 в пластах Дл-III, ВЯк-II, ВЯк-VIII, ВЯк-XVI, Як-II, Як-IV, Мх-II-1, Мх-III. Ниже приводится описание залежей указанных пластов Тагунского месторождения.

Пласт Дл-III

Залежь пласта Дл-III- газонефтяная, пластовая сводовая. Размер нефтяной части 12 x 14 км, площадь нефтеносности 107,5 км². Размер газовой шапки 5,5 x 3,9 км, высота достигает 8 м [4].

Пласт ВЯк-II

Залежь пласта ВЯк-II нефтяная, пластовая сводовая. Средняя нефтенасыщенная толщина по залежи составляет 4,8 м, коэффициент открытой пористости равен 0,3. Размеры залежи 8,5x6км, высота достигает 16,5 м, площадь нефтеносности 35,5 км².

Пласт ВЯк-VIII

Залежь пласта ВЯк-VIII нефтяная, водоплавающая. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 4,9 м; коэффициент открытой пористости составляет 0,31. Размеры залежи 11 x 9,5 км, высота достигает 22,7м, площадь нефтеносности 82,4 км² [4].

Пласт ВЯк-XVI

В пласте ВЯк-XVI залежь нефтяная, пластовая сводовая. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи составляет 4,2 м; коэффициент открытой пористости равен 0,28. Размеры залежи 15,4 x 13,9 км, высота залежи 23,6 м.

Пласт Як-II

Основная по площади залежь газонефтяная, пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 20 x 8 км, высота 48,4 м [2]. Залежь (западная), в районе скв. Тгл-18 – нефтяная, пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 7,5 x 6,3 км, высота 21,2 м.

Пласт Як-IV

Залежь пласта Як-IV газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 14,8 x 14 км, высота 51,1 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи 5,1 м. Среднее значение эффективных газонасыщенных толщин по залежи 3,0 м [2].

Пласт Мх-II-1

Газонефтяная залежь пласта Мх-II-1 – водоплавающая, размеры газовой шапки – 5,7 x 3,0 км, нефтяной части – 6,5 x 4,1 км. Высота залежи 24 м, из них высота газовой шапки составляет 12,2 м. В среднем эффективная нефтенасыщенная толщина – 6,5 м. Эффективные газонасыщенные толщины в среднем равны 2,4 м.

Пласт Мх-III

Залежь пласта Мх-III – нефтегазовая, водоплавающая, размеры нефтяной части составляют 9,2 x 3,7 км, высота залежи 21,4 м, из них высота газовой шапки составляет 18,9 м. Средняя нефтенасыщенная толщина по залежи – 1,8 м. Средняя газонасыщенная толщина – 5,2 м.

Как следует из выше изложенного, Тагунское месторождение весьма сложное, многозалежное, характеризуется неоднородностью пород-коллекторов, многофазовым составом УВ, а также наличием литологических замещений.

Большая часть запасов залежей Тагунского месторождения оценена по категории запасов С₂, что свидетельствует о низкой степени его изученности. Поскольку по суммарным запасам УВ категорий С₁+С₂ Тагунское месторождение является крупным, с ним можно связывать значительный прирост запасов промышленных категорий при продолжении разведочного бурения.

В связи с этим на первом этапе рекомендуется провести доразведку залежей группы пластов ВЯк-XVI; Як-I-1; Як-I; Як-II; Як-III; Як-IV; Як-V в северной части месторождения бурением разведочной скважины 1Р в 2750 м к северо-западу от скважины Тгл-9 с возможностью дальнейшего перевода в разряд эксплуатационных. Цель бурения скважины – уточнение геологического строения продуктивных пластов, уточнение положения ВНК и ГНК, а также получение дополнительной информации по подсчетным параметрам залежей пластов Др-I; Дл-I; Дл-II. Проектная глубина скважины – 1850 метров; проектный горизонт – глинисто-алевритовая пачка в верхней части малохетской свиты. Выбор местоположения скважины обусловлен

совпадением как контуров нефтегазоносности указанных пластов, так и участков с категорией запасов C_2 в северной части месторождения.

В связи тем, что контуры залежей пластов Мх-I; Мх-II-1; Мх-II-2; Мх-III и участки с запасами категории C_2 в значительной степени совпадают, рекомендуется провести их доразведку бурением разведочной скважины 2Р в 1600 м к югу от скважины Тгл-10 с возможностью дальнейшего перевода в разряд эксплуатационных. Цель бурения скважины – уточнение геологического строения продуктивных пластов, уточнение положения ВНК и ГНК, а также получение дополнительной информации по подсчетным параметрам. Проектная глубина скважины – 2080 метров; проектный горизонт – глинисто-углистая пачка в нижней части малохетской свиты.

В результате проведенного анализа ряда консервированных скважин следует отметить, что в скважине Тгл-10, расположенной в центральной части месторождения, продуктивность большей части пластов была подтверждена только данными ГИС [2, 4]. Таким образом, рекомендуется в скважине Тгл-10 провести работы по испытанию пластов ВЯк-II; ВЯк-VIII; ВЯк-XI верхнеяковлевской подсвиты.

Для достижения выше поставленных целей в процессе бурения скважин планируется провести отбор керна и шлама, полный комплекс геофизических и геолого-технических исследований, опробование и испытание перспективных интервалов разреза, лабораторные (минералого-петрографические и др.) исследования керна, флюидов.

Используя «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. №3-р от 01.02.2016 г» [8], а также ожидаемые подсчетные параметры залежей, проведен подсчет объемным методом прироста запасов залежей по категории C_1 в районе рекомендованных скважин.

Ожидаемый прирост запасов нефти и газа по категории C_1 составит 11,915 млн т извлекаемых запасов нефти (10,8%) и 3,193 млрд м³ газа (3,7%).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании анализа имеющихся геолого-геофизических материалов, результатов испытаний пробуренных скважин и соотношения запасов категорий C_1/C_2 по каждой выявленной залежи сделан вывод о недостаточной изученности залежей Тагунского месторождения. В связи с этим рекомендуется продолжение разведочных работ.

В качестве первоочередных объектов для доразведки приняты залежи группы пластов ВЯк, Як и Мх, так как с ними связаны наибольшие запасы категории C_2 .

На основании анализа контуров залежей пластов яковлевской свиты (ВЯк-ХVI; Як-I-1; Як-I; Як-II; Як-III; Як-IV; Як-V) был намечен участок в северной части месторождения для заложения разведочной скважины 1Р с проектной глубиной 1850 метров.

Для доразведки залежей пластов малохетской свиты (Мх-I; Мх-II-1; Мх-II-2; Мх-III) было обосновано местоположение разведочной скважины 2Р в центральной части месторождения с проектной глубиной 2080 метров.

Кроме этого рекомендуется провести испытание пластов яковлевской свиты (ВЯк-II; ВЯк-VIII; ВЯк-XI) в законсервированной скважине Тгл-10 в центральной части месторождения.

Выполнение комплекса геолого-геофизических исследований в рекомендуемых скважинах позволит подтвердить нефтегазоносность в указанных пластах, оценить их промышленную значимость и получить дополнительную информацию по подсчетным параметрам залежей пластов дорожковской и долганской свит (Др-I; Дл-I; Дл-II).

При качественном выполнении всех практических рекомендаций в районах рекомендованных скважин будет приращено 11,915 млн т нефти и 3,193 млрд m^3 газа по категории запасов C_1 .

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Нечипорук Л.А., Шабалина Т.Д., Теплоухова Е.Н. «Состояние ресурсной базы углеводородов Ямало-Ненецкого автономного округа. Итоги 2015 г»: Научная статья в журнале «Геология нефти и газа», № 5. – М: ВНИГНИ-2, 2016. – 116 с.
2. Конторович А. А., Федорцова С. А., Распутин С. Н. и др. «Общие сведения. Геологическое моделирование и модель пласта. Подсчет запасов нефти и газа (включая ТЭО КИН) Тагунской площади». – Тюмень, ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ООО «Тагунское», ЗАО «Красноярскгеофизика», 2008.
3. Галимова А. Ф. «Подсчет запасов и ТЭО КИН Тагунского нефтегазоконденсатного месторождения». – Тюмень, ОАО «Варьеганнефтегаз», ООО «ТННЦ», 2015.
4. Студнев Е. А, Густокашин А. Н. Найденов Л. Ф., Снохин А. А. и др. «Комплексная интерпретация данных сейсмической разведки 3Д, исследования керна и геофизических исследований скважин (ГИС) по Тагунской площади (Результаты проведения работ МОГТ 3Д на Тагунском участке недр)». – Тюмень, ООО «Тагунское», ООО «ТННЦ», 2012.
5. Шурыгин Б. Н. «Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири». – Новосибирск: из-во СО РАН филиал «ГЕО», 2000.
6. Конторович А. Э. и др. «Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое»: Научная работа в журнале «Геология и геофизика», т. 42, № 11-12. – 2001.
7. Колотухин А. Т., Астаркин С. В., Логинова М. П. «Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран»: Учебное пособие. – Саратов: Издательский центр «Наука», 2013. – 364 с.
8. «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. №3-р от 01.02.2016 г». – М. 2016, – 33с.