

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 Восточно-Тромъеганского
месторождения в процессе разработки
(Тюменская область)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 6 курса, 611 группы заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Авериной Дарьи Дмитриевны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

М.П. Логинова

Заведующий кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2024

ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения разведанными запасами стабильной добычи углеводородного сырья в предусмотренных объемах необходимо направить геологоразведочные работы в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне на доразведку открытых месторождений и перевод оцененных запасов категории В₂ в более высокие. Одним из примеров решения этого вопроса является доразведка Восточно-Тромъеганского месторождения, которое является объектом изучения данной дипломной работы.

В административном отношении Восточно-Тромъеганское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Восточно-Тромъеганского месторождения в процессе разработки.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- выполнен анализ строения вскрытого осадочного чехла в районе месторождения;
- изучена нефтеносность осадочного чехла исследуемого месторождения;
- уточнены границы распространения залежей пластов АС₁₀¹ АС₁₀² и Ю₀^к на изучаемом месторождении;
- оценен прирост запасов по категории В₁.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 47 страницы текста, 3 рисунка, 3 таблицы и 7 графических приложений. Список использованных источников включает 17 наименований.

Основное содержание работы

Геолого-геофизические исследования территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в пределах которой расположено Восточно-Тромъеганское месторождение, были начаты в конце 40-х годов прошлого века. Это были, в основном, мелко- и среднемасштабные геолого-геофизические исследования, которые до 1957 года носили региональный характер. В результате этих работ установлены общие закономерности геологического

строения мезозойско-кайнозойских отложений, доюрских образований, где выявлен ряд крупных тектонических элементов, в том числе Сургутский свод [1].

Планомерные площадные исследования сейсморазведкой МОВ с целью выявления перспективных для поисков залежей нефти и газа структур на Сургутском своде проводились с 1958 года. За период с 1958 по 1965 гг. вся территория свода была покрыта площадными сейсморазведочными работами МОВ, а с 1983 по 1986 годы вся территория свода была покрыта площадными работами МОВ и ОГТ, по результатам которых были выявлены Тромъеганская, Мурьяуновская, Юкъяунская и другие структуры. Непосредственно Восточно-Тромъеганская структура была выявлена в 1969-1986 гг.

В результате работ этих лет изучен структурный план юрско-меловых отражающих горизонтов, выявлены и закартированы литологические ловушки в неокомских отложениях, изучено строение палеозойских отложений [2].

На изучаемой территории проведен большой объем сейсмических исследований. С 1990 по 2004 годы на Восточно-Тромъеганском месторождении было отработано около 420 пог.км сейсморазведочных работ МОГТ-2D [3-6]. Детально изучено геологическое строение Восточно-Тромъеганской структуры по отражающим горизонтам А, Т3, Т2, Т1, Т, В, Нп, Нас12, Нас11, Нас10, М, Г.

Восточно-Тромъеганское месторождение открыто в 2000 году скважиной №10, залежь выявлена в баженовской свите верхней юры.

По результатам бурения скважин на Восточно-Тромъеганском месторождении были выявлены продуктивные объекты в пластах АС₉, АС₁₀, БС₁, Ач₁₋₄, ЮС₀₋₂, АС₄₋₆, АС₇, БС₄, БС₆, Ач₂₋₃, наиболее важными из которых являются залежи групп пластов АС, БС, ачимовской толщи и ЮС.

Промышленная нефтеносность Восточно-Тромъеганского месторождения связана с нижнемеловыми и верхнеюрскими отложениями (пласты АС101 АС102 черкашинской свиты, ачимовской толщи и ЮС0, Ю0к баженовской свиты).

Всего на месторождении пробурено 118 поисковых, разведочных и

эксплуатационных скважин.

Геологический разрез Восточно-Тромъеганского месторождения сложен мощной толщей мезозойско-кайнозойских терригенных пород, залегающих на палеозойском фундаменте. Осадочный чехол представлен триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами.

Разрез представлен переслаиванием песчано-алевритовых толщ с глинами, отмечается невыдержанность пластов по простиранию, мощности и наличие зон фациального замещения пород. Фундамент вскрыт на глубине 3450 м. Мощность разреза 3450 м.

Восточно-Тромъеганская структура в региональном плане находится в центральной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП), в разрезе выделяют два структурных этажа: гетерогенный доюрский фундамент и осадочный чехол, состоящий из отложений мезозойско-кайнозойского возраста.

В региональном тектоническом плане Восточно-Тромъеганская структура находится в западной части Конитлорской террасы, выделенной в составе северного борта Сургутского свода, который является крупнейшей тектонической структурой первого порядка мезозойско-кайнозойского чехла в центральной области Западно-Сибирской плиты (ЗСП). В этом районе на севере Сургутский свод граничит с Северо-Сургутской мегатеррасой напрямую (западная часть) или через Леклорский прогиб. На северо-западе к Сургутскому своду примыкает Ватлорская терраса. Конитлорская терраса как структура II-ого порядка целиком занимает северо-восточное окончание Сургутского свода и с юга ограничена Северо-Алехинским прогибом, а на востоке плавно переходит в аналогичную (в смысле порядка) структурную единицу – Когалымскую вершину. В пределах названных положительных структур II-ого порядка выявлено множество локальных поднятий, к которым приурочены залежи нефти Мурьяунского, Кочевского, Тевлинско-Русскинского, Тянского, Тромъеганского и других месторождений.

Восточно-Тромъеганская структура имеет размеры 40x60 км, амплитуду более 200 м.

Положительные структурные элементы, контролирующие нефтегазоносность, связаны со структурой второго порядка - Тромъеганским куполовидным поднятием (КП).

Восточно-Тромъеганская структура IV порядка представляет брахиантиклинальную складку северо-западного простирания.

На структурной карте по подошве пласта ЮС₁₀^К (отражающий горизонт Т) Восточно-Тромъеганская структура имеет вид сложной по морфологии брахиантиклинальной складки, оконтуренной изогипсой минус 2860 м, осложненной на северо-востоке и западе тектоническими нарушениями. На северо-западе от основного поднятия седловиной отделяется небольшое поднятие субширотного простирания в контуре изогипсы минус 2660 м. Амплитуда основного поднятия 40 м, размеры 10,1x6,1 км.

На структурной карте по кровле пласта АС₁₀² (отражающий горизонт Нас 10), Восточно-Тромъеганская структура имеет вид трех переклиальной складки, оконтуренной изогипсой минус 2250 м, на северо-западе осложненной неглубокой седловиной, на юго-востоке ограничена неглубокой мульдой, к югу-юго-западу от основного поднятия картируется небольшое локальное поднятие. Амплитуда основного поднятия 20 м, размеры 11,5x8,4 км.

На структурной карте по подошве пласта АС₁₀¹ на фоне моноклиального погружения пласта с запада на восток, восточнее линии выклинивания пласта АС₁₀¹ картируется в контуре изогипсы минус 2245 м антиклинальная структура субмеридионального простирания, наиболее приподнятая часть которой на северо-западе оконтурена изогипсой минус 2230 м. Амплитуда 15 м, размеры структуры 9,0x3,6 км.

В нефтегазоносном отношении Восточно-Тромъеганское месторождение расположено в северо-западной части Сургутского НГР Среднеобской НГО Западно-Сибирской НГП.

В осадочном чехле северо-западной части Сургутского НГР выделяются четыре нефтегазоносных комплекса, разделенных между собой глинистыми перемычками различной толщины и протяженности: барремский-готеривский;

валанжинский-берриасский-волжский; верхнеюрский; средне- и нижнеюрский. Нефтегазоносные комплексы представлены, в основном, терригенными породами-коллекторами (песчаники, алевролиты), содержат внутри себя пачки глин, играющих роль глинистых покрышек для залежей УВ. Промышленные скопления УВ в нефтегазоносных комплексах контролируются не только толщиной и распространенностью этих покрышек, но также и качеством (степенью уплотненности или нарушенности, количеством песчано-алевритовой примеси). В зависимости от количества региональных и локальных покрышек формируется этаж нефтеносности разреза.

В пределах Восточно-Тромъеганского месторождения выделяются 3 нефтеносных комплекса: - барем-готеривский (пласты группы AC_{10}^1 AC_{10}^2), - берриасс-титонский (волжский) (пласт $ЮС_0^K$).

Залежь нефти пласта $ЮС_0^K$

Скважины №№38, 2056, 4553, 4554, 4555 пробурены в зоне аномального разреза баженовской свиты, приуроченной к области, ограниченной с запада, юга и востока тектоническими нарушениями.

В результате испытаний поисковых скважин (№№4554п, 4553п, 4554п) получен приток нефти с водой.

По данным ГИС песчаники пласта $ЮС_0^K$, выделенные в отложениях баженовской свиты в скважинах №№ 4553, 2056, 4554, 4555 - нефтенасыщенные; в скважине №38 - водонасыщены.

По ГИС в скважине № 4553 эффективная толщина 156 м.

ВНК принят условно на отметке минус 2868 м (по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине 2056 м).

Эффективная толщина пласта в среднем составляет 14,08 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 6,5 м. Тип залежи – пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 11,9х9,5 км, высота 21 м.

Залежи нефти пласта AC_{10}^2

В границах месторождения пласт AC_{10}^2 черкашинской свиты вскрыт 112 скважинами. Выявлены две залежи: основная, приуроченная к Восточно-

Тромъеганскому поднятию и небольшая, приуроченная к отдельному куполу, расположенному к югу от основной залежи в районе скважины №4552П.

Толщина пласта (общая и эффективная) выдержана, в среднем составляет соответственно 20,2 м и 13 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 7,3 м, средняя проницаемость пласта- 0,093 мкм².

Основная залежь этого пласта находится в районе между скважинами №2021,2089 и скважинами №4551,2058.

В результате испытаний пласта АС₁₀² получен: фонтан нефти в скважине №10Р с дебитом 28,0 м³/сут. Тип залежи – пластовая сводовая. Размеры залежи 9,6х7,25 км, толщина 13,6 м.

ВНК основной залежи наклонный: погружается от юго-востока абсолютной отметки минус 2247 м на северо-запад до абсолютной отметки минус 2250 м.

После проведения испытания пласта, из интервала перфорации по данным ПГИ поступает нефть с пластовой водой из нижележащей, неперфорированной части пласта.

Залежи нефти пласта АС₁₀¹

По данным бурения скважин в пласте АС₁₀¹ выделены две песчаные линзы (залежи): одна из них примыкает к зоне выклинивания пласта, вторая выделена в районе скважины №16-р,

В основной залежи по результатам испытания в скважине №20- получен притоки нефти дебитами 57,6 м³/сут.

Тип залежи – пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 7х1,25-2 км, высота 5-8 м.

Залежь в районе скважины №16-р выделена по данным ГИС.

Тип залежи – пластовая сводовая, литологически ограниченная. Размер залежи: - 2,3х1,25 км толщина 4,4~5 м.

Геологические запасы нефти залежей пластов АС₁₀¹, АС₁₀² и ЮС₀^К относятся к категориям В₁+В₂. В целом по месторождению составляют: 182,101 млн.т, начальные извлекаемые - 78,745 млн.т. Накопленная добыча с начала

разработки составила 38,848 млн.т, или 49% от НИЗ. Остаточные запасы составляют 38,897 млн.т.

Анализ строения Восточно-Тромъеганского месторождения показывает, что залежи пластов AC_{10}^1 AC_{10}^2 и $ЮC_0^k$ являются объектами дальнейшего изучения, приурочены к пропласткам песчаников и алевролитов с прослоями глин. Залежи пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные.

Залежь пласта AC_{10}^2 –запасы центральной части залежи оценены по категории B_1 . Запасы в пределах северо-восточной переклинали оценены по категории B_2 . Доля запасов залежей пластов $ЮC_0^k$ и AC_{10}^1 B_2 значительно превышает B_1 .

Для уточнения геологического строения залежей и приращения запасов нефти по категории B_1 необходимо осуществить доразведку Восточно-Тромъеганского месторождения. С этой целью на месторождении, рекомендуется бурение трех разведочных скважин №№1Р, 2Р и 3Р.

Скважина №1Р закладывается в северо-восточной части залежи пласта AC_{10}^2 на расстоянии 2,5 км на северо-восток от скважины №2078. Проектная глубина -2300 м, проектный горизонт - черкашинская свита.

Скважина №2Р закладывается в северной части залежи пласта $ЮC_0^k$ на расстоянии 2,0 км на северо-восток от скважины №12Р. Проектная глубина - 2920 м, проектный горизонт – абалакская свита.

Скважина №3Р закладывается в северо-восточной части залежи пласта $ЮC_0^k$ на расстоянии 3,9 км на северо-запад от скважины №4554Р. Проектная глубина - 2920 м, проектный горизонт – абалакская свита.

Цель бурения скважин: подтверждение и уточнении границ распространения залежей пластов AC_{10}^2 и $ЮC_0^k$, перевода запасов в промышленную категорию B_1 .

Основными задачами разведочного бурения скважин являются:

- получение промышленных притоков нефти;
- уточнение зоны распространения пластов-коллекторов AC_{10}^2 и $ЮC_0^k$;

- уточнение параметров залежей для перевода запасов нефти в промышленные категории на недоразведанных участках;

- установление ВНК в залежах и более надежное обоснование положения контуров нефтеносности, где они не подтверждены бурением и приняты условно.

- определение свойств флюидов и фильтрационно-ёмкостных характеристик;

- приращение запасов категории B_1 .

В разведочных скважинах, с установленной нефтегазоносностью, отбор керна производится только в продуктивных пластах с целью определения продуктивности, фильтрационно-ёмкостных, петрофизических свойств и обоснования подготовки залежи к разработке.

Для изучения литологии всего разреза скважины проводится отбор шлама.

Геофизические исследования скважин (ГИС) необходимо провести с целью решения геологических и технических задач. Материалы ГИС составляют информационную основу для подсчета запасов нефтяных и газовых залежей и определения степени их выработки.

Контроль над технологией проводки скважин с регистрацией прямых признаков нефтегазоносности осуществляется станциями ГТИ и газового каротажа.

В процессе бурения при подтверждении продуктивности вскрытых отложений керновым материалом, шламом, геолого-технологическими исследованиями, производится опробование пластоиспытателем на бурильных трубах в продуктивных интервалах:

При получении промышленного притока в результате освоения, планируются гидродинамические исследования, включающие исследования, а также отбор глубинных проб флюида.

В случае обнаружения продуктивных пластов в разрезе скважины и подтверждения промышленного характера их насыщения в результате ИПТ, в

скважину спускается эксплуатационная колонна, которая затем перфорируется в интервалах полученных продукцию.

С целью получения подсчетных параметров, в соответствии с геологическими задачами исследований предусматривается проведение комплекса лабораторных исследований керна, шлама и пластовых флюидов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На Восточно-Тромъеганском месторождении промышленные залежи нефти установлены в пластах: AC_{10}^1 AC_{10}^2 (черкашинская свита) и $ЮС_0$, (баженовская свита). Залежи пластовые сводовые, литологически экранированные. Месторождение находится в промышленной эксплуатации.

С целью проведения доразведки месторождения в процессе разработки рекомендуется заложить в северной, северо-западной и северо-восточной частях залежей пластов AC_{10}^2 и $ЮС_0^к$ разведочные скважины №1Р, №2Р и №3Р. В процессе бурения в скважинах будет выполнен комплекс исследований (отбор керна, ГИС, испытание, опробование и лабораторные исследования).

При получении промышленных притоков в скважинах будут уточнены размеры залежей, осуществлено приращение запасов промышленной категории B_1 , а также корректировка и определение направлений дальнейших работ на данном месторождении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гиршгорн, Л.Ш. и др. Триасовые осадочные бассейны Севера Западной Сибири./ Л.Ш. Гиршгорн, В.Г. Кабалык–Бюл. МОИП. Отд. геологии. 1986, вып.6, с. 22-34.
- 2 Савченко, А.К. Отчет работ сеймопартии 3/00-01. / А.К. Савченко. ОАО «Сургутнефтегеофизика», 2002. – 119 с.
- 3 Юрьев, А.Н. Технологическая схема разработки Восточно-Тромъеганского месторождения/ А.Н. Юрьев, ТО СургутНИПИнефть, г.Тюмень, 2001. – 355 с.
- 4 Гиршгорн, Л.Ш. и др. Нижне-среднепалеозойский осадочный бассейн севера Западной Сибири. / Л.Ш. Гиршгорн, В.Г. Кабалык, В.С. Соседков. – Советская геология. 1987, №11, с. 65-75.
- 5 Славкин, В.С. и др. К вопросу дизъюнктивно-блокового строения природных резервуаров Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна./ В.С. Славкин, Н.С. Шик - Геол. нефти и газа №4, 2001. - с.40-46.
- 6 Анализ разработки Восточно-Тромъеганского месторождения/ ОАО «Сургутнефтегаз»/ Сургутский научно-исследовательский и проектный институт «СургутНИПИнефть». – г.Сургут, 2000. – 336 с.