

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 переоценки запасов углеводородов пласта
II (абалакская свита) на Толумском месторождении (Западная Сибирь)»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студент 5 курса 551 группы, очной формы обучения
геологического факультета

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

Намазова Рустама Олег оглы

Научный руководитель

Кандидат геол.-мин.наук,доцент _____

В.Н.Ерёмин

Заведующий кафедрой

Доктор геол.-мин.наук,профессор _____

А.Д. Коробов

Саратов 2021

ВВЕДЕНИЕ. В административном отношении Толумское газонефтяное месторождение расположено в пределах Кондинского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 50 км северо-восточнее г. Урая. Территориально находится в северо-восточной части Шаимской группы нефтяных месторождений, ближайшими из которых являются Мортымья-Тетеревское на юго-западе и Убинское на северо-западе. Промышленную эксплуатацию месторождения осуществляет ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию III порядка, которое осложняет северную часть Тетеревского вала, структуры II порядка. Толумская положительная структура имеет изометричную, несколько вытянутую в северо-восточном направлении форму, представляет собой структуру облекания выступов фундамента.

Промышленная нефтегазоносность Толумской структуры была установлена в 1966 году скважиной 6Р, пробуренной в западной части поднятия.

Последний подсчет запасов выполнен ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» результаты которого были рассмотрены и утверждены ГКЗ, в количестве НГЗ: 90482/36088 тыс.т (в т.ч. А+В – 90285/36033 тыс.т и С₂ – 197/55 тыс.т).

На месторождении пробурено 418 (в т. ч. 4 горизонтальные, 5 боковых стволов) эксплуатационных 72 поисково-разведочных скважин. После подсчета запасов (2006 г.) пробурены две разведочные (скв. 10820Р, 10821Р) скважины, 5 горизонтальных боковых стволов.

Целью настоящей работы является уточнение геологического строения месторождения, переоценка запасов пласта II (абалакская свита) согласно «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».

Для выполнения работы решались следующие задачи:
Собран и проанализирован геолого-геофизический материал, полученный в результате проведенных работ как непосредственно на исследуемом участке, так и на соседних площадях был выполнен перерасчет запасов.

Основой для написания дипломной работы служат материалы, собранные в ходе прохождения промыслово-разведочной практики, а также опубликованные источники, в которых рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западной Сибири.

Дипломная работа состоит из введения, 7 глав, заключения и содержит 40 страниц текста, 10 рисунков, 4 графических приложения. Список использованных источников включает 13 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ. Толумский лицензионный участок расположен в пределах Кондинского района ХМАО и входит в состав Шаимской группы нефтяных месторождений, ближайшими из которых являются Мортымья-Тетеревское на юго-западе и Убинское на северо-западе.

Толумское месторождение расположено в Западной части Западно-Сибирской низменности, в районе среднего течения р. Конда, являющейся основной водной артерией района. В административном отношении месторождение расположено в пределах Кондинского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 50 км. северо-восточнее г. Урая. Грунтовые автомобильные дороги являются основными транспортными путями для ввоза на месторождение промыслового оборудования и строительного материала.

Нефть с Толумского месторождения транспортируется по нефтепроводу Шаим-Тюмень. Добываемый вместе с нефтью попутный газ, используется для нужд нефтепромыслов, бытовых целей города Урая.

Толумское месторождение расположено в Шаимском нефтегазоносном районе, в южной части Тетеревского вала Шаимского мегавала.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с юрскими прибрежно-морскими образованиями абалакской свиты (J₃ пласт П).

В пределах месторождения всеми пробуренными скважинами вскрыты отложения мезо-кайнозойского осадочного чехла и доюрского складчатого фундамента. Осадочный чехол представлен песчано-глинистыми

терригенными породами, залегающими на эрозионных сланцеватых и метаморфизованных породах фундамента палеозойского возраста.

Породы фундамента в пределах месторождения представлены сланцами светло-зелеными, темно-серыми, черными, плотными, крепкими. Состав сланцев различен: тальково-серицитовый, графито-серицитовый, сланцы окварцованные, переходящие в квар-цит. Встречаются гнездовидные включения пирита.

Мезозойский комплекс пород представлен континентальными, прибрежно-морскими и морскими отложениями юрского и мелового возраста.

Юрская система представлена двумя отделами: средним и верхним. Отложения средней юры представлены тюменской свитой. Отложения верхнеюрского возраста представлены абалакской и частично мулымьинской свитами. Нижний отдел в разрезе Толумского месторождения не выделяется.

Тюменская свита (ааленский, байосский и батский ярусы) несогласно залегают на породах фундамента, либо его коры выветривания. Разрез тюменской свиты характеризуется частым чередованием аргиллитов с прослоями песчаников и алевролитов.

Абалакская свита (келловей, оксфорд, киммеридж), включающая продуктивный горизонт П, представлена серыми, буровато- и зеленоватосерыми песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов, гравелитов, конгломератов и известняков.

Мулымьинская свита (титонский, берриасский, валанжинский ярусы и низы готеривского яруса меловой системы) распространена повсеместно и представлена темно-серыми аргиллитами, почти черными, слабоалевритуистыми, битуминозными, с включениями фосфатных и сидеритовых стяжений, с прослойками глинистого известняка.

В состав мулымьинской свиты входит Трехозерная пачка (нижний и средний подъярусы титонского яруса), сложена глинами и алевролитами, глинистыми, темно-серыми.

Отложения меловой системы согласно перекрывают юрские. Меловая система представлена отложениями нижнего и верхнего отделов. В ее составе выделяются улансынская, леушинская, кошайская, викуловская, ханты-мансийская, уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Палеогеновая система представлена всеми тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом. В ее составе выделяются талицкая, люлинворская, чеганская, атлымская, новомихайловская свиты.

Четвертичная система представлена отложениями распространены повсеместно и представлены континентальными озерно-аллювиальными и озерными образованиями: серыми и желтовато-серыми разномыслистыми песками, супесями, суглинками.

Тектоническое строение рассматриваемой территории описывается согласно карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы, составленной в 1990 году под редакцией И.И. Нестерова.

Основными тектоническими единицами Шаимского нефтегазоносного района является Шаимская группа поднятий и Верхнекондинская зона прогибов.

Тетеревский вал (структура II порядка) расположен в осевой части Шаимской группы поднятий и представляет собой структуру линейной формы, вытянутую в северо-восточном направлении.

В южной части Тетеревского вала расположено Толумское месторождение, приуроченное к структуре III порядка собственно Толумского поднятия.

Толумская положительная структура третьего порядка имеет изометричную, несколько вытянутую в северо-восточном направлении форму. Основу Толумского поднятия в осадочном чехле образует выступ в рельефе размытой поверхности доюрского фундамента.

По отражающему горизонту А Толумское поднятие представляет собой структуру сложного очертания с севера, востока и югаоконтурное изогипсой – 1700 м.

Сводовая часть поднятия осложнена несколькими куполами: три купола в северной части, один в центральной части, два купола на юге и купол в районе скважины 3Р.

Общее погружение Толумской структуры происходит в северо-восточном направлении. Крылья осложнены многочисленными выступами и заливообразными прогибами. Западный склон структуры осложняется заливообразным прогибом в районе скважины 27 Р и небольшим выступом в районе скважины 1197Р. Южный склон осложняется двумя заливообразными прогибами в районе скважин 16Р и 1181Р. Восточное крыло структуры более погружено. Северо-восточная часть крыла осложнена заливообразным прогибом в районе скважин 1537 и 8Р.

Таким образом, поверхность фундамента имеет резко расчлененный рельеф, осложненный сравнительно крутыми выступами в центральной части и заливообразными прогибами в периферийной части.

Выветрелая поверхность фундамента перекрывается осадками юрского возраста. К сводовой части структуры происходит выклинивание отложений тюменской свиты и пласта П абалакской свиты. К периферии на погруженных участках толщина юрских отложений увеличивается.

В среднеюрское время большая часть описываемой территории представляла собой денудационную равнину, где происходил интенсивный размыв и переотложение пород палеозойского комплекса, в пределах погруженных участков происходило накопление осадков. В келловейское время началась морская трансгрессия, в результате чего формировались песчаники пласта П. Как следствие своеобразного залегания пород верхней юры, структура по кровле юры существенно выволаживается. В целом структурный план по отражающему горизонту П практически повторяет рельеф палеозойского фундамента, свод структуры оконтуривается

сейсмоизогипсой - 1670 м. Размеры Толумского поднятия по отражающему горизонту П в пределах изогипсы 1670 м составляют 5-9x13 км. За счет увеличения продуктивного горизонта верхней юры глубина заливообразных прогибов по кровле горизонта П уменьшается.

По вышележащим отложениям осадочного чехла конфигурация Толумского поднятия сохраняется, но происходит постепенное выполаживание структурного плана. Это объясняется полной компенсацией более интенсивно погружающихся прогибов осадками. Таким образом, Толумская структура представляет собой структуру облекания выступов фундамента, образовавшихся, возможно, за счет незначительных вертикальных подвижек отдельных блоков доюрского основания. Поэтому структурный план к верхним пластам выполаживается.

Толумское нефтяное месторождение в соответствии с действующей классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов по величине извлекаемых запасов относится к крупным, по сложности геологического строения - к сложным.

Месторождение находится в зоне активной нефтедобычи. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Убинское - на севере и Мортымья-Тетеревское - на юге.

Учитывая, что новые материалы для пересчета запасов на месторождении получены в связи с бурением новых двух скважин для разреза пласта П абалакской свиты, в дальнейшем излагаются материалы только для этого пласта.

Коллекторы в разрезе верхнеюрских отложений (абалакская свита) сосредоточены на склонах поднятий, к сводам пласт выклинивается.

В пределах месторождения основные залежи нефти приурочены к отложениям пласта П абалакской свиты. Коллекторы сложены песчано-алевролитовыми осадками морского и прибрежно-морского генезиса.

Промышленная нефтегазоносность пласта П установлена на 9 залежах: Восточная, Западная 1, Малая, в районе скважины 1181Р, Северная, в районе

скважины 7Р, в районе скважины 10518П, в районе скважины 10517Р, Южная расположенные на склонах и заливообразных впадинах Толумского поднятия.

Восточная залежь приурочена к восточному склону поднятия, является самой крупной по площади и запасам нефти и основным объектом разработки. Залежь вскрыта 12 разведочными и 169 эксплуатационными скважинами.

Продуктивность залежи доказана испытаниями скважин №№ 8Р, 9Р, 20Р, 21Р, 24Р, 28Р, 33Р, 34Р, 35Р, 1184Р.

Залежь пластовая, литологически и стратиграфически ограниченная. Размеры залежи составляют 9 x 10 км, высота > 90 м.

Западная I залежь выявлена в западной части месторождения в зоне сочленения Северо-Тетеревской и Толумской структур, вскрыта тремя разведочными и 46 эксплуатационными скважинами и является основным объектом разработки с 1982 года.

Залежь пластовая, стратиграфически и литологически экранированная. Залежь контролируется структурным фактором с северо-запада поа. о. -1680 м и на юге и юго-западе - выклиниванием. Размеры залежи составляют 3,0x5,0 км, высота 82м.

Малая залежь расположена на юго-восточном склоне Толумского поднятия. В пределах залежи пробурено две разведочные и 24 эксплуатационных скважин. Залежь пластовая, стратиграфически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины 1181Р расположена на южном склоне Толумского поднятия. В пределах залежи пробурена одна разведочная скважина № 1181Р при опробовании которой притока не получено. Залежь пластовая, стратиграфически экранированная.

Северная залежь расположена на северном склоне Толумского поднятия. Залежь пластовая, стратиграфически экранированная.

Залежь в районе скважины 7Р расположена на северо-западе месторождения и приурочена к изолированной песчаной линзе, вскрытой

тремя скважинами (в т. ч. одной разведочной №7Р и двумя эксплуатационными). Залежь пластовая, литологически ограниченная изометричной формы.

Залежь в районе скважины 10518П расположена западнее на 1,5 км залежи района № 7Р и также приурочена к изолированной песчаной линзе. Залежь пластовая, литологически ограниченная изометричной формы размером 1100x800 м, высоте около 40 м.

Залежь в районе скважины 10517Р вскрыта пятью поисково-разведочными (№№ 11Р, 10515П, 10516Р, 10517Р, 10804Р), и 41 эксплуатационной скважинами. Тип залежи пластово-сводовый стратиграфически и тектонически экранированный, размеры: 15x1,5 км, высота около 70 м.

Южная залежь /1194Р, 5Р/ (в т. ч. Западная П) вторая по площади и запасам нефти залежь месторождения приурочена к южному и юго-западному склонам Толумского поднятия, вскрыта 9 разведочными и 116 эксплуатационными скважинами, и разрабатывается с 1980 года. Залежь пластовая, литологически и стратиграфически экранированная.

Всего по месторождению исследовался керн из 62 скважин.

Пласт П выделяется в объеме абалакской свиты. Отложения пласта накапливались в прибрежно-морских условиях.

Пласт П представлен в разрезе практически во всех скважинах, пробуренных с отбором керна.

Коллекторы представлены песчаниками, реже алевролитами и гравелитами.

Основными породообразующими минералами являются кварц (75-95%), полевые шпаты (до 15%), обломки пород (5-10%). Примесь слюды (в основном биотита) не превышает 3-3,5%. Для пласта П характерно развитие аутигенной пиритизации, концентрирующейся зачастую вокруг мелких и крупных обугленных растительных остатков.

Тип глинистого цемента - поровый, порово-базальный и базальный. Состав –кальцитовый и карбонатно-глинистый. Количество цементирующего материала в преобладающем большинстве изученных образцов 10-15%. В уплотненных, карбонатных разностях песчаников количество кальцитового цемента достигает 30-35, иногда 45-50%.

Вскрытые породы неоднородны по своим фильтрационным свойствам. Проницаемость коллекторов пласта П была изучена на 506 образцах из 44 скважин. Основная доля пород приходится на III – V классы (86,1 %). Породы с хорошими фильтрационными свойствами (II и I классы) занимают незначительную долю и составляют соответственно 9,9% и 2,6%. Средневзвешенное по эффективной толщине значение коэффициента проницаемости $K_{пр}$ составило $206,4 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В 36 скважинах была изучена остаточная водонасыщенность на 370 образцах. Средневзвешенное значение коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ достигает 24,6%.

Переоценка запасов нефти выполнена объемным методом с дифференциацией по лицензионным участкам, залежам.

Площадь нефтегазоносности объектов подсчета определялась на картах эффективных нефтенасыщенных толщин масштаба 1:25000. Границы продуктивности приняты по ранее установленным уровням ВНК, линиям выклинивания или фациального замещения коллекторов с учетом тектонических разломов.

Эффективные нефтенасыщенные толщины определялись по материалам промысловой геофизики исходя из принятых критериев, с учетом результатов опробования скважин и данных исследований керна.

Коэффициент пористости продуктивного пласта определялся по ФЕС с учетом промыслово-геофизических методов (акустический, плотностной, нейтронный каротажи).

В связи с тем, что дополнительных исследований глубинных проб нефти после подсчета запасов 2006 г. не проведено, физико-химические

параметры нефти и растворенного газа приняты в соответствии с утвержденными ФГУ ГКЗ.

Запасы месторождения классифицированы в соответствии с его изученностью по категориям А, В₁ и В₂ согласно "Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов».

К категории А отнесена наибольшая часть запасов нефти залежей пласта П на участках, разбуренных эксплуатационной сеткой в соответствии с утвержденным проектом разработки.

К категории В₁ отнесены запасы, примыкающие к участкам с запасами категории А, изученные разведочными и эксплуатационными скважинами, из которых при испытании получены промышленные притоки нефти.

К категории В₂ отнесены запасы в пределах неизученных частей разрабатываемых залежей, не разбуренных эксплуатационными скважинами, изученных площадной сейсморазведкой. Кроме того, в границы категории В₂ отнесены участки, вскрытые поисково-разведочными скважинами с доказанной продуктивностью по ГИС.

Основная часть извлекаемых запасов (97 %) приурочена к пласту П.

Суммарные геологические запасы нефти (А+В₁+В₂) продуктивного пласта составляют 83825 тыс. т., в том числе по категориям А+В₁ - 83628 тыс. т (99,8 %), В₂ – 197 тыс. т. (0,2 %). Основная часть извлекаемых запасов (97 %) приурочена к пласту П.

За период после ПЗ 2006 г. на месторождении пробурены две разведочные скважины (скв.10820Р, 10821Р) и пять боковых горизонтальных стволов, детализировавшие площадь двух залежей пласта П (р-н скв. 1181В; р-н скв. 10517Р). Геологическое строение остальных залежей не изменилось.

По результатам бурения скважины 10820Р скорректирована площадь продуктивности залежи в районе скважины 1181Р. Категория запасов залежи не изменена. В результате проведенных работ геологические запасы сократились на 1 % (-2 тыс. т.) и составляют 168 тыс.т.

Бурением скважины 10821Р подтверждена нефтегазоносность северо-восточного участка Северо-Западной залежи (р-н скв. 10517Р) на принятых ранее отметках а.о.-1702,0 м. При испытании в скважине 10821Р пласта П из интервала 1771,0-1777,0 м получены нефть (6,2 м³/сут) с водой (97,8 м³/сут). Запасы категории В₂ залежи в районе бурения скважины 10821Р переведены в категорию В₁. В целом по пласту начальные геологические запасы нефти категории А+В₁ уменьшились на 117 тыс. т. (-0,1 %), В₂ уменьшились на 29 тыс. т (-15%).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломной работы решены основные задачи переоценки запасов пласта П (абалакская свита) на Толумском месторождении углеводородов с учетом пробуренных разведочных скважин 10820Р и 10821Р и 5 горизонтальных боковых стволов.

1. Месторождение находится в зоне активной нефтедобычи. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Убинское - на севере и Мортымья-Тетеревское - на юге.

2. Коллекторы в разрезе верхнеюрских отложений (абалакская свита) сосредоточены на склонах поднятий, к сводам пласт выклинивается. В пределах месторождения основные залежи нефти приурочены к отложениям пласта П абалакской свиты. Коллекторы сложены песчано-алевролитовыми осадками морского и прибрежно-морского генезиса. По сложности геологического строения Толумское месторождение относится ко второй группе (сложного строения), по величине запасов – к крупным. Основные запасы нефти содержатся в ловушках пластового типа, осложненных литолого-стратиграфическими экранами.

3. Промышленная нефтегазоносность пласта П установлена на 9 залежах: Восточная, Западная 1, Малая, в районе скважины 1181Р, Северная, в районе скважины 7Р, в районе скважины 10518П, в районе скважины 10517Р, Южная расположенные на склонах и заливообразных впадинах

Толумского поднятия, которые отделяются друг от друга зонами выклинивания и замещения и имеют различный уровень ВНК.

4. По вновь выполненному разведочному бурению детализирована площадь продуктивности части двух залежей нефти пласта П, что в целом привлекло к незначительному уменьшению геологических запасов нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ Р 53579-2009. Система стандартов в области геологического изучения недр. Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению. М.: Стандартинформ, 2010 – с. 38.
- 2 Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Москва, 2004 – с. 149
- 3 Иванов, К.С., Кормильцев, В.В., Фёдоров, Ю.Н. и др. Основные черты строения доюрского фундамента Шаимского нефтегазоносного района. Пути реализации нефтегазового потенциала / К.С. Иванов, В.В. Кормильцев, Ю.Н. Фёдоров и др. ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2003 – с. 102.
- 4 Рекомендации по структуре и организации и проведению государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов УВС. М., 2011 – с.3.
- 5 Кузнецова, Г.В. и др. Отчет о результатах работ перекатегоризации запасов углеводородов при подготовке проектных документов на разработку Толумского месторождения для представления в ГКЗ Роснедра. / Г.В. Кузнецова и др. – Тюмень, 2018 – с. 80.
- 6 Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. М., МПР и экологии, 01.11.2013 – с. 38.
- 7 Петерсилье, В.И. и др. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. / В.И. Петерсилье и др. – М., Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 – с. 201.