

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

Обоснование доразведки юго-восточной части Турьинской площади  
Мурьяунского месторождения  
(Тюменская область)  
Автореферат дипломной работы

студента 6 курса 612 группы  
130304 специальности геология нефти и газа  
геологического факультета  
Минаева Сергея Михайловича

Научный руководитель  
ассистент

А.В. Чуваев

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

А.Д. Коробов

Саратов, 2016

## **Введение**

Цель и задачи работы. Целью работы – обоснование доразведки юго - восточной части Турынской площади Мурьяунского месторождения., выявленного в в 1986 г. в Тюменской части Среднеобской нефтегазоносной области.

Не смотря на длительную историю изучения месторождения выявленные залежи изучены неравномерно бурением, опробованием, в связи с чем значительная часть запасов нефти на месторождении оценено по категории С<sub>2</sub>.

Задачами являются: освещение геолого-геофизической изученности, систематизация сведений о литолого-стратиграфическом разрезе, изучение структурных планов пластов мелового отдела, обобщенные материалы по нефтегазоносности, выявленные участки месторождения, где необходимо бурение дополнительных разведочных скважин.

Фактический материал. При подготовке работы использованы материалы различных организаций, проводивших геолого-геофизические работы, бурение и испытание скважин, подсчет запасов на Мурьяунском месторождении.

Работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 48 страниц текста, 5 рисунков, 5 графических приложений. Список использованных источников включает 21 наименований.

## **Основное содержание работы**

Геолого-геофизические исследования территории Западно- Сибирской нефтегазоносной провинции, в пределах которой расположено Мурьяунское месторождение, были начаты в конце 40-х годов. Это были: геолого-геофизические, геолого-геоморфологические, аэромагнитные, гравиметрические исследования. В результате этих работ установлены общие закономерности геологического строения мезозойско-кайнозойских отложений, составлена тектоническая схема доюрских образований, выявлен ряд крупных тектонических элементов, в том числе -Сургутский свод [1].

За период с 1958 по 1965 гг. вся территория свода была покрыта площадными сейсморазведочными работами МОВ. Непосредственно Тянское месторождение было подготовлено региональными и площадными работами МОВ и ОГТ в 1969-86 гг.

С 1990 по 2004 годы на Тянском лицензионном участке работы методом МОВ ОГТ. На Мурьяунском месторождении, всего отработано около 420 пог.км сейсморазведочных работ 2D.

В результате геофизических исследований, проведенных на исследуемой площади, выявлены новые и детализированы ранее обнаруженные положительные структуры. Изучено геологическое строение площади. Выделены и протрассированы разрывные нарушения в толще осадочного чехла и верхней части доюрского фундамента. В результате работ этих лет изучен структурный план месторождения, выявлены и закартированы литологические ловушки в неоконских отложениях, изучено строение палеозойских отложений.

На территории Мурьяунское месторождение и прилегающих к нему соседних месторождений входящих в Тянскую группу поднятий геологический разрез представлен тремя структурными этажами: палеозойским кристаллическим фундаментом, промежуточным вулканогенно-осадочным комплексом триасового возраста, заполняющим грабенообразные зоны и отдельные впадины и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом [1,2].

Анализ разреза Мурьяунского месторождения позволяет сделать вывод о том, что преобладают в нем преимущественно терригенные отложения. Отмечается в разрезе переслаивание песчано-алевритовых толщ с глинами, невыдержанность пластов по простиранию и наличие зон фациального замещения пород, изменение значений фильтрационно-емкостных свойств продуктивных толщ. В то же время на территории исследования были созданы благоприятные условия по формированию толщ коллекторов и флюидоупоров для образования потенциальных резервуаров УВ.

В тектоническом отношении Мурьяунское месторождение расположено в пределах юго-восточной части структуры I порядка- Северо- Сургутской моноклинали (IXШ) [3].

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты (ЗСП) принимают участие породы, слагающие три структурно-тектонических этажа: консолидированный фундамент, промежуточный этаж и мезозойско-кайнозойский чехол [4-6].

Нижний этаж или фундамент сформировался в палеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной платформы. Фундамент представлен эффузивными, изверженными и сильно дислоцированными осадочными и метаморфическими породами. Промежуточный структурный этаж (ПСЭ) соответствует парагеосинклинальному и тафрогенному этапам развития ЗСП и сложен, в зависимости от времени консолидации фундамента, слабо метаморфизованными отложениями от венда до пермотриаса [4].

Верхний структурно-тектонический этаж сложен мощной толщей относительно спокойно залегающих мезозойских и кайнозойских осадочных образований, накопившихся в условиях длительного и стабильного прогибания фундамента и характеризуется слабой дислоцированностью и практически полным отсутствием метаморфизма горных пород. Этот этаж или собственно осадочный чехол, на современном этапе исследований является объектом детального изучения, т.к. именно с ним связаны основные скопления нефти и газа [4,5].

Мурьяунское месторождение, имеет изометричную форму, размеры по кровле пласта АС<sub>9</sub> 9х6 км, амплитудой 40м по замыкающей изогипсе -2195м. По кровле пласта АС<sub>10</sub> 8,3х 4,5 км, амплитудой 40м по замыкающей изогипсе - 2210м. В центральной части отмечается куполовидное поднятие (КП) по замыкающей изогипсе -2185м, на юго- востоке и юго- западе брахиантиклинальные поднятия по замыкающей изогипсе - 2185м.

Пласты АС<sub>9</sub>+АС<sub>10</sub> Тянской группы месторождений сформировались во время крупной морской трансгрессии и представляют собой единый комплекс отложений трансгрессивной дельты крупной реки. Пласт АС<sub>10</sub> представлен

преимущественно аллювиальными отложениями надводной дельтовой равнины. Пласт АС<sub>9</sub> - комплексом прибрежно-морских баровых отложений подводной дельтовой равнины. Отложения русел надводной дельтовой равнины имеют преимущественно песчаный состав и представлены в основном отложениями фаций русловых отмелей и кос.

Тромъеганское КП осложнено рядом локальных поднятий III порядка, среди которых выделяются Мурьяунское, Турынское, Лукъявинское и Юкъявинское [3].

В нефтегазоносном отношении Западно- Сибирской нефтегазоносной провинции Мурьяунское месторождение расположено в пределах Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области [7].

В разрезе осадочного чехла Западной Сибири выделяется целый ряд нефтегазоносных комплексов, характеризующихся единством условий образования нефтегазосодержащих пород, общностью истории формирования залежей, близостью величин основных подсчетных параметров и общими закономерностями их изменения на значительных по площади территориях.

В осадочном чехле Тянской группы месторождений выделяются четыре нефтегазоносных комплекса, разделенных между собой глинистыми перемычками различной толщины и протяженности: баррем- готеривский; валанжин- берриас- волжский; верхнеюрский; средне- нижне- юрский. Нефтегазоносные комплексы представлены, в основном, терригенными породами- коллекторами (песчаники, алевролиты), содержат внутри себя пачки глин, играющие 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- алевроитовой примеси). В зависимости от количества региональных и локальных покрышек формируется этаж нефтеносности разреза.

Нефтегазоносный комплекс включает продуктивные пласты группы АС.

Балансовые запасы нефти на 01.01,07г пласта АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub> категории В, по месторождению: 182,101 млн.т., начальные извлекаемые 78,745 млн.т (по подсчету СНИПИ). Накопленная добыча с начала разработки составила 38,848 млн.т, или 49% от НИЗ. Остаточные запасы составляют 38,897 млн.т.

По пласту АС<sub>7</sub> выявлены четыре залежи нефти на Мурьяунской и Турынской площадях. Нефтеносность трех залежей, выявленных по ГИС, не подтвердились. В целом по залежи средняя отметка ВНК составила -2169,5 м.

Залежь пластово- сводовая, размеры 1,1x0,8 км, высота около 2,5 м.

Продуктивный пласт АС<sub>9</sub> распространяется на всех месторождениях Тянской группы и является одним из основных эксплуатационных объектов.

Средняя отметка ВНК по залежи составляет -2194м.

В скважине 208Р при опробовании пласта АС<sub>9</sub> из интервала 2288-2293м (а.о. -2185,2 до 2190,2 м) получена нефть дебитом 34,5 м<sup>3</sup>/сут, на штуцере диаметром 4мм.

Высота залежи составляет 12м, размер 7,5x4 км. Тип залежи пластово-сводовый.

Залежь пласта АС<sub>10</sub> в районе разведочных скважин 201, 202 вскрыта на месторождении разведочными и эксплуатационными скважинами.

При опробовании пласта АС<sub>10</sub> из интервала 2292,0-2300,0 м (а.о.-2194,0-2202,0 м) получен приток нефти и воды соответственно, 77,5 м<sup>3</sup>/сут и 51,5м<sup>3</sup>/сут.

В целом по залежи средняя отметка ВНК составила -2204 м.

В настоящее время залежь находится в промышленной эксплуатации и является основным объектом разработки.

Высота залежи составляет 22м, размер 7,5x7,9 км. Залежь пластово-сводовая

Нефтеносность пласта БС<sub>7</sub><sup>1</sup> выявлена по материалам ГИС разведочной скважины 104, пробуренной в пределах Мурьяунского месторождения.

Нефтеносность залежи подтверждена испытанием пласта. Из интервала 2623,0-2631,0 м (-2522,8-2530,8 м) получен приток нефти дебитом 4,3 м<sup>3</sup>/сут.

Залежь литологически экранированная.

При испытании пласта получен приток нефти с водой дебитами, соответственно, 1,2 и 44,8 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК в залежи принят условно на отметке -2534,8 м - подошве последнего насыщенного пропластка.

По типу залежь пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 5,5 x 3,5 км, высота около 15 м.

Залежь пласта АЧИМ-3 при испытании пласта в скважине 102р из интервала 2830-2835 м (а.о. -2728,9-2733,9 м) получено 2,8 м<sup>3</sup>/сут нефти.

ВНК залежи принят на отметке -2735,9 м (отметка подошвы нефтенасыщенных песчаников в скважине 1532).

Залежь по типу является пластово-сводовой, литологически экранированной, ее размеры 3,3 x 4,5 км, высота - 25,9 м.

Залежь пласта АЧИМ-4 скважинами 116р и 102р вскрыли нефтяную зону, которая подтверждена результатами испытаний.

ВНК в залежи проходит на отметках -2776,2-2779,6 м. Средняя отметка ВНК составила -2778 м.

Размер залежи 7,7 x 7,1 км, высота - 78 м. Тип залежи - пластово-сводовая, литологически экранированная.

Залежь пласта ЮС<sub>0</sub>, нефтеносность пласта подтверждена испытанием скважин, в которых получены безводные притоки нефти. Размеры подсчетного участка составляют 6,5 x 7 км.

Залежи пласта ЮС<sub>2</sub>, залежь в районе скважины 202р выявлена данной скважиной, пробуренной в водонефтяной зоне.

ВНК принят на отметке -2911,8 м (кровля водонасыщенного коллектора скв.202р).

Размеры залежи составляют 6,3 x 2,8 км, высота залежи 22,4 м, тип - пластово-сводовая, литологически экранированная.

Подводя итог, на месторождении основным продуктивным комплексом являются меловые отложения пластов АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub>, которые относятся к

основным запасам  $C_1$  и  $C_2$ . Залежи пластово-сводовые, коллекторы нефтенасыщенны нефтью. Флюидоупорами являются глины.

Анализ геолого- геофизического материала, положенного в основу дипломной работы показывает, что пласты  $AC_9$  и  $AC_{10}$  являются первоочередными объектами разработки, и представлены чередованием пропластков песчаников и алевролитов с прослоями глин.

Мурьяунское месторождение осложнено многочисленными локальными поднятиями.

На структурных картах пластов  $AC_9$  и  $AC_{10}$  Турынской площади видно, что в ее юго- восточной и юго-западной частях в центре неразбуренных участков имеются небольшие локальные поднятия, которые являются потенциальными ловушками для углеводородов.

Эффективная мощность пластов практически по всему разрезу выдержана, однако их нефтенасыщенная мощность несколько изменчива. Нефтенасыщенная мощность пластов  $AC_9$  и  $AC_{10}$  рассматриваемого участка изменяется в меридиональном направлении с севера на юг. Продуктивная мощность пласта  $AC_{10}$  значительно превышает мощность пласта  $AC_9$  в районе скважин 3163, 1015, 3025, 1135 (изменяется от 1,3 до 8,5м).

На неразбуренной площади имеются неподтвержденные запасы категории  $C_2$ . Во время прохождения производственной практики в процессе изучения и анализа материалов Мурьяунского месторождения, главным геологом при участии автора дипломной работы, были проведены подсчеты запасов категории  $C_2$  на Турынской площади объемным методом. По прогнозным подсчетам запасы на этом участке составляют 1170 тыс. т по двум пластам. С начала разработки на исследуемой площади из пласта  $AC_9$  отобрано 48% запасов от начально извлекаемых запасов (НИЗ), из пласта  $AC_{10}$  - 20%. Обводненность продукции приближается к 85%, и является предпосылкой доразведки юго-восточной части Турынской площади.

Для уточнения геологического строения, оценки фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов и добывных возможностей месторождения необходимо проведение мероприятий по его доразведке.

С целью доразведки основных продуктивных пластов АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub> в юго-восточном и юго-западной частях месторождения, целесообразно заложить 2-х разведочные скважины 211Р и 212Р.

Скважина 211 Р закладывается на юго-западной переклинали поднятия на расстоянии 1,17км от скважины 210. Скважина 212Р закладывается в восточном направлении от скв.202Р на расстоянии 1000м. Рекомендуемая проектная глубина скважин 2310м, проектный горизонт- черкашинская свита нижнемелового возраста. Основой для заложения скважин 211Р и 212Р послужила структурные карты по кровле пласта АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub>. Задачи, которые стоят перед разведочными скважинами 211Р и 212Р заключаются: в подтверждении и уточнении границ распространения залежей пластов АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub> в юго-восточном и юго-западном направлениях; изучении коллекторских свойств продуктивных толщ, физико-химических свойств флюидов. Все это необходимо для уточнения подсчета запасов, дальнейшего перевода предварительно оцененных запасов категории С<sub>2</sub> в более высокие категории.

Основными задачами разведочного бурения скважин являются [8]:

- определение свойств флюидов и фильтрационно-ёмкостных характеристик;
- уточнение параметров залежи для перевода запасов нефти в промышленные категории на недоразведанных участках;
- выяснение промышленной значимости залежей пластов АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub>;
- установление ВНК в залежах, где он не установлен и принят как предполагаемый, и более надежное обоснование положения контуров нефтеносности, где они не подтверждены бурением и приняты условно.
- получение промышленных притоков нефти и газа с целью перевода запасов категории С<sub>2</sub> в промышленную категорию С<sub>1</sub>.

Для решения поставленных задач, в разведочных скважинах предусматривается следующий типовой объем работ:

- бурение с отбором керна из перспективных интервалов;
- опробование перспективных объектов с применением, при необходимости, методов интенсификации притоков;
- геофизические, гидрогеологические, геохимические, гидродинамические исследования скважин в процессе бурения и испытания;
- лабораторные исследования керна и пластовых флюидов.

## Заключение

В результате проведенной работы были изучены особенности геологического строения, показано сложное строение и недоизученность Турынской площади Мурьяунского месторождения.

Нефтеносность установлена в отложениях нижнего мела и юры. Объектами разработки на Мурьяунском месторождении являются пласты АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub>.

Как видно из структурных построений, выполненных на основе сейсморазведки 2Д, 3Д и результатов глубокого бурения, юго-восточная и юго-западная части месторождения требуют проведения доразведки, что позволит уточнить размеры залежей пластов АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub>, характер их развития по площади, получить недостающие подсчетные параметры по указанным залежам и перевести запасы нефти из категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>. Это, в свою очередь позволит определить оптимальную систему довыработки запасов месторождения.

С целью доразведки месторождения рекомендовано заложение разведочных скважин 211 и 212 в восточном направлении от скв.202Р с межскважинным расстоянием 1000м. Рекомендуемые проектные глубины 2310м, проектный горизонт- черкашинская свита нижнемелового возраста. В случае получения промышленного притока нефти скважины будет переведена в разряд эксплуатационных. Также будут уточнены запасы УВ и проведен перевод предварительно оцененных запасов категории С<sub>2</sub> в более высокую категорию С<sub>1</sub>

### Список использованных источников

1. Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1991
2. Гиршгорн Л.Ш., Кабалык В.Г. Триассовые осадочные бассейны Севера Западной Сибири. –Бюл. МОИП. Отд. геологии. 1986, вып.6, с. 22-34.
3. Контарович В.А. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинклизы в мезозое и кайнозое. Геология и геофизика 2001 т.42 №11-12 стр. 1832-1845
4. Гиршгорн Л.Ш., Кабалык В.Г. Соседков В.С. Нижне-среднепалеозойский осадочный бассейн севера Западной Сибири. –Советская геология. 1987, №11, с.65-75
5. Гиршгорн Л.Ш., Кабалык В.Г. Поднятия чехла над глубинными кольцевыми депрессиями на севере Западной Сибири. Советская геология. 1990. № 1, с. 57-63
6. Славкин В.С., Шик Н.С. К вопросу дизъюнктивно-блокового строения природных резервуаров Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Геол. нефти и газа №4, 2001. стр.40-46
7. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., «Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна», Москва, Недра, 1988
8. Методические Указания по составлению проекта разведки (доразведки) месторождений (залежей) нефти и газа и дополнений к нему», утверждённые приказом Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр за № 70 от 10.07.96 г., г. Москва, 1995г.