

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 залежей УВ неокомских отложений в пределах**

**Берегового месторождения**

(Тюменская область)

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса 611 группы

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

геологического факультета

Ковалева Сергея Константиновича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2018

## Введение

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн на протяжении длительного времени является основным по добыче нефти и газа в России. Здесь сосредоточено около 70% общей добычи нефти и более 90% добычи газа. Однако с каждым годом все труднее поддерживать добычу нефти на уровне более 300 млн.т. в год (343-323 млн. т.) в связи с тем, что некоторые месторождения значительно истощены, а основной прирост запасов промышленных категорий в последние годы осуществляется за счет доразведки уже известных месторождений.

Объектом изучения выбрано Береговое месторождение, которое является достаточно крупным, но не освоенным в полной мере и поэтому представляет интерес для прироста запасов промышленных категорий.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки залежей УВ неокомских отложений в пределах Берегового месторождения.

В основу дипломной работы положены собранные во время второй производственной практики материалы сейсмических исследований, проведенных в пределах рассматриваемой территории, данные бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, использованы прогнозные оценки нефтегазоносности, содержащиеся в научных и производственных отчётах.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- собрать геолого-геофизический материал, характеризующий строение и нефтегазоносность месторождения;
- уточнить геологическое строение Берегового месторождения;
- обосновать недоразведанность залежей неокомского возраста пластов БТ<sub>10</sub> и БТ<sub>11</sub>;
- дать рекомендации по доразведки Берегового месторождения.

Диплом содержит 4 главы:

- 1 История геолого-геофизического изучения
2. Геологическое строение территории

### 3. Нефтегазоносность

#### 4. Обоснование доразведки Берегового месторождения

Береговое месторождение впервые было открыто в 1982 году при испытании скважины 5, где был получен фонтан газа из сеноманских отложений. Продуктивность на месторождении установлена от кровли покурской свиты (пласт ПК<sub>1</sub>) до тюменской свиты, пласты ЮГ<sub>2-3</sub> и ЮГ<sub>4</sub>. Из 12 поисково-разведочных скважин, вскрывших неокомские отложения, только 5 из них находятся в контуре газоносности пластов БТ<sub>10</sub>-БТ<sub>11</sub>. Степень изученности пластов БТ<sub>10</sub>-БТ<sub>11</sub> разведочным бурением на неокомские отложения составляет 45 %.

При этом наиболее крупные по запасам газовые и газоконденсатные залежи апт-сеноманского комплекса на месторождении хорошо изучены поисковым и разведочным бурением, в то время как газоконденсатные залежи в нижнемеловых отложениях вскрыты небольшим количеством скважин, отличаются сложным строением, запасы значительных по площади участков этих залежей оценены по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> и поэтому они представляют интерес для доразведки и прироста запасов промышленных категорий.

В настоящее время получен значительный объём новой геолого-геофизической информации, дополняющей представления о геологическом строении Берегового месторождения.

В связи с этим на месторождении при проведении дополнительных разведочных работ могут увеличены разведанные запасы нефти.

## Основное содержание работы

Исследование территории Пур-Тазовской области началось в 1958г. с аэромагнитной и гравиметрической съемок масштаба 1:1000000. В результате этих работ намечены наиболее крупные структурные элементы района.

Поисковый этап на этой территории начат в 1978 году площадными сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:100000. Выявлены Геологическое и Вэнтюйское поднятия, осложняющие Вэнтюйский структурный нос. В нижней части мегнионской свиты неокома выявлена и прослежена зона, перспективная на поиск литологических залежей углеводородов [2].

По результатам работ оконтурено и подготовлено к глубокому бурению Геологическое локальное поднятие, в пределах которого выделена Береговая структура. В результате сейсморазведочных работ построены структурные карты по опорным отражающим горизонтам мела, юры и триаса, а также по основным продуктивным горизонтам.

Поисковое бурение в пределах рассматриваемой территории было начато в 1979г. При испытании скважины 5 в интервале 1246-1252 м был получен фонтан газа. Таким образом, после трех лет глубокого бурения пятой на площади скважиной было открыто Береговое месторождение.

До 1986 года шло бурение скважин в основном на сеноманские отложения. Запасы газа сеноманской газовой залежи Берегового месторождения на 01.01.1987 г. составили по категории  $C_1$  – 146,483 млрд.м<sup>3</sup>,  $C_2$ –14,024 млрд.м<sup>3</sup>, залежь относится к категории крупных

В 1985 году при испытании скважины 9 была открыта нефтяная залежь в пласте ЮГ<sub>4</sub>. В 1985 году в скважине №10, при испытании кровельной части отложений тюменской свиты, пласт ЮГ<sub>2-3</sub> в интервале 3586-3596 м был получен фонтан нефти. Так была открыта нефтяная залежь в пласте ЮГ<sub>2-3</sub>.

В 1985 году началось поисковое, а затем и разведочное бурение на новый этаж разведки. В 1986 -1987 годах открыты залежи углеводородов в пластах:

ПК<sub>9</sub> - газовая (скв. 29);

ПК<sub>12</sub><sup>1</sup> - газовая (скв. 26);  
ПК<sub>12</sub><sup>2</sup> - газовая (скв. 26);  
ПК<sub>13</sub><sup>1</sup>-газовая (скв. 29);  
ПК<sub>16</sub><sup>1</sup> - газонефтяная (скв. 29);  
ПК<sub>16</sub><sup>3</sup>-газовая (скв. 29);  
ПК<sub>17</sub><sup>1</sup>- газовая (скв. 26);  
ПК<sub>19</sub><sup>2</sup>-газоконденсатнонефтяная (скв. 30);  
ПК<sub>20</sub> - газоконденсатная (скв. 28).

Газоконденсатная залежь пласта БТ<sub>11</sub> испытана в 7 скважинах (22, 34, 36, 46, 64, 153, 156) в двух из них (64 и 46), не были получены притоки. В целом пласт БТ<sub>11</sub> характеризуется хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами.

Пласт БТ<sub>10</sub> изучен испытанием в 6 скважинах Берегового месторождения. Испытанием выявлена газоконденсатная залежь в пласте БТ<sub>10</sub> в районе скважины 22, остальные скважины (1, 34, 36, 46, 64) находятся за контуром залежи. Коллекторские свойства пласта хуже, чем у пласта БТ<sub>11</sub>[1].

Геологический разрез Берегового месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

Породы палеозойского фундамента на изучаемой территории не вскрыты. Предполагаемая глубина его залегания по данным геофизических исследований более 6000 м [1].

Подстилающая нижнемеловые отложения юрская система, представлена нижним-средним отделами, сложенными преимущественно породами континентального генезиса заводоуковской серии и породами морского генезиса верхнего отдела (васюганская, баженовская свиты). Общая толщина юрских отложений составляет 1764-1944м [1].

По характеру слагающих отложений меловая система довольно четко делится на три комплекса: неокомский, апт-альб-сеноманский и верхнемеловой (без сеномана), каждый из которых имеет свои особенности строения.

Неокомский комплекс (берриас-ранний апт) – наиболее сложно построенный стратиграфический интервал в платформенном чехле Западно-Сибирской геосинеклизы. Фациальная пестрота обуславливает необходимость выделения большого количества типов разрезов со своим набором продуктивных пластов.

В пределах рассматриваемой территории разрез неокома представлен тазовским типом разреза, который включает мегийскую, заполярную и ереямскую свиты [3].

Апт-альб-сеноманский комплекс в пределах рассматриваемой территории представлен преимущественно континентальными песчано-глинистыми отложениями, которые выделяются в объеме покурской свиты.

Верхнемеловые отложения в пределах рассматриваемой территории представлены морскими глинистыми образованиями кузнецовской, часельской и танамской свит, являющихся региональной покрывкой для газоносных пород сеноманского яруса.

Палеогеновая система в пределах рассматриваемого региона представлена породами ганькинской (верхней частью), тибейсалинской, люлинворской и тавдинской свит.

В неогене произошла активизация тектонических процессов, вызвавшая подъем значительной части территории севера Западной Сибири, в результате чего практически полностью прекратилась аккумуляция терригенного материала.

На размывтой поверхности палеогеновых отложений с несогласием залегают осадки четвертичной системы.

В целом описанный разрез характеризуется чередованием преимущественно терригенных песчано-алевролитоглинистых отложений, континентального и прибрежно-морского генезиса,

Береговое месторождение располагается в западной части Хадыряхинской моноклинали, которая осложняет Надым-Тазовскую синеклизу.

Фундамент на данной территории не единый, а представляет собой несколько блоков. Выделяют два мегаэктажа: «домезозойское гетерогенное основание» и мезозойско-кайнозойский ортоплатформенный чехол [4,5].

#### Домезозойское гетерогенное основание

По данным геофизических исследований, в пределах рассматриваемой территории, был выявлен протяженный разлом, юго-западнее которого развиты девонские глинистые сланцы и известняки, слагающие блок фундамента, консолидированного в период герцинской кратонизации. Северо-восточнее располагается переходная зона, сложенная внизу терригенно-карбонатными породами среднего палеозоя мощностью до 2-3км, вверху – грубообломочной угленосной толщей верхнего палеозоя до 0,9-1,2 км мощности, с пологим залеганием слоев [1].

Мезозойско-кайнозойские ортоплатформенные отложения представлены песчано-алевритово-глинистыми. Условия формирования осадочных образований были мелководными озерно-морскими.

Последовательное расширение бассейна седиментации происходило до палеогена включительно и осуществлялось в условиях плоской синеклизы (Надым-Тазовской), юго-восточная часть которой выделяется в качестве Хадырьяхинской моноклинали [6, 7]. Эта моноклираль осложнена Вэнтайским структурным носом, который в свою очередь осложнен крупной положительной структурой III порядка – Геологическим крупным куполом.

Крупный купол Геологический, в свою очередь, осложнен структурами IV порядка, некоторые из которых объединяются в Береговую структуру, контролирующую Береговое месторождение.

Структуры по всем горизонтам имеют строение, близкое к симметричному. По кровле сеномана структура смещена к западу относительно юрской, а свод – к северу.

Сопоставление структурных планов разных горизонтов и анализ морфологических характеристик позволил сделать следующие выводы.

- Амплитуда положительных средних и мелких структур III-IV порядков колеблется по площади от 10 до 40 м.

- Генерализованная унаследованность структурного плана существует, но говорить о высокой степени подобия морфологических элементов по разрезу нельзя. Структурные элементы III-IV порядков в различных стратиграфических интервалах сильно изменяют свою конфигурацию и расположение.

- Крупный геологический купол имеет наибольшую амплитуду и площадь по верхнемеловым отложениям, по ниже лежащим горизонтам происходит сокращение размеров в 4 раза. С каждым ниже лежащим горизонтом всё большую выразительность имеют осложняющие его структуры IV порядка, которые не имеют закономерной наследственности в разрезе и картируются на различных горизонтах разными формами.

Кроме формирования морфологии локальных структур и регионального плана участка, тектоническая активность территории нашла отражение в разрезе дизъюнктивными дислокациями. Сейсмические исследования всегда являлись эффективным методом в получении информации о тектонических нарушениях и дислокациях присутствующих в осадочном чехле и активно влияющих на формирование ловушек УВ и расположение на площади зон и узлов с улучшенными коллекторскими характеристиками [1].

На структурной карте по кровле пласта БТ11 Береговая структура имеет более сложное строение. Условно тектоническими нарушениями она разделяется на два блока: восточный и западный.

На структурной карте по кровле пласта БТ10, Береговая структура на юго-западе и северо-востоке осложнена тектоническими нарушениями. На северо-востоке она представлена структурным носом, южнее выделяется куполовидное поднятие.

Береговое месторождение расположено в юго-западной части Тазовского нефтегазоносного района, Пур-Тазовской нефтегазоносной области, Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [8].

Диапазон нефтегазоносности на Береговом месторождении установлен

от кровли покурской свиты (пласт ПК<sub>1</sub>) до тюменской свиты, пласты ЮГ<sub>2-3</sub> и ЮГ<sub>4</sub>, что соответствует глубинам от 1223 до 3750 м [1].

В изученной части разреза установлены залежи в следующих резервуарах:

- сеноманский (пласт ПК<sub>1</sub>) - газовая залежь;
- альб-аптский (пласты ПК<sub>9</sub>-ПК<sub>21</sub><sup>1</sup>) - преимущественно газовые и газоконденсатные залежи, часть из них (ПК<sub>16</sub><sup>1</sup>, ПК<sub>19</sub><sup>2</sup>, ПК<sub>20</sub>) с нефтяными оторочками;
- баррем-готеривский (пласты АТ<sub>6</sub><sup>2</sup>-АТ<sub>11</sub><sup>2</sup>) - газоконденсатные залежи и одна залежь в пласте АТ<sub>6</sub><sup>2</sup>-нефтяная;
- берриас-валанжинский (пласты БТ<sub>0</sub>-БТ<sub>5</sub><sup>3</sup>, БТ<sub>10</sub>, БТ<sub>11</sub>) - газоконденсатные залежи;
- юрский (пласты ЮГ<sub>2-3</sub>, ЮГ<sub>4</sub>) - нефтяные залежи.

При подсчете запасов в нижней части неокомского разреза выделено 2 подсчетных объекта: пласт БТ<sub>10</sub> (1 залежь) и пласт БТ<sub>11</sub> (2 залежи).

По пласту БТ<sub>10</sub> выделена одна самостоятельная залежь, в районе скважины 22, она вскрыта одной скважиной 22, близлежащая скважина 153 вскрыла водоносные коллекторы, с востока залежь ограничена тектоническим нарушением. ГВК на а.о. -2983,3 м, размеры залежи составляют 6,7х5,3 км, высота 13,3 м. По типу залежь пластовая, тектонически-экранированная.

В пласте БТ<sub>11</sub> выделено две залежи (район скв. 34, 36 и в районе скв. 22), ограниченные предполагаемыми тектоническими нарушениями субмеридионального простирания. Залежь в районе скважин 34 и 36 отделена на востоке от залежи в районе скважины 22 тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважин 34 и 36 по типу структурная, с запада и востока тектонически экранированная. ГВК по залежи принят на а.о.-3065,6 м, размеры залежи составляют 10,9 х 6,7-8,1 км, высота 25,6 м.

Залежь в районе скважины 22 по типу пластовая, с запада и востока тектонически-экранированная. ГВК на а.о.-3046,3 м, размеры залежи составляют 5,5-10,5х6,5-8,8 км, высота залежи 26,3 м.

Конденсаты рассматриваемых подсчетных объектов можно охарактеризовать как малосернистые, малопарафинистые, по фракционному составу как газовые конденсаты промежуточного фракционного состава [1].

Суммарные запасы газа по пластам БТ<sub>10</sub> и БТ<sub>11</sub>(за вычетом конденсата) по Береговому месторождению составили 40,122 млрд.м<sup>3</sup>, в том числе по категории С<sub>1</sub> – 16,193 млрд.м<sup>3</sup>. Суммарные балансовые запасы конденсата составили 12,423 млн.т, в том числе по категории С<sub>1</sub> – 5,014 млн.т.

На Береговом месторождении запасы газа и конденсата по пластам БТ<sub>10</sub>, БТ<sub>11</sub> по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> составляют 40 % и 60 % соответственно, т.е. требуется повышение запасов по промышленным категориям.

Для повышения достоверности категоричности запасов и перевода запасов категории С<sub>2</sub> в промышленную категорию С<sub>1</sub>, рекомендуется бурение трёх разведочных скважин на Береговом месторождении. Все скважины проектируются на горизонты нижнего мела.

Разведочную скважину 1 независимую, рекомендуется заложить в 4.6 км на северо-запад от скважины 22. Проектная глубина - 3180 м, проектный горизонт - валанжинский. Скважина закладывается с целью уточнения структуры, положения ВНК, получения дополнительной информации по подсчетным параметрам и перевода запасов газа и конденсата категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub> по пластам БТ<sub>10</sub> и БТ<sub>11</sub>.

Независимую разведочную скважину 2, рекомендуется заложить в 5.5 км на северо-восток от скважины 36 и 4.9 км от скважины 34. Проектная глубина - 3180 м, проектный горизонт - валанжинский. Основная задача бурения этой скважины – вскрытие и опробывание пласта БТ<sub>11</sub>, получение дополнительной информации о подсчетных параметрах и добывных возможностях, а также перевод запасов газа и конденсата категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub> по пласту БТ<sub>11</sub>.

Зависимую разведочную скважину 3, рекомендуется заложить в 5.7 км на северо-запад от скважины 36, в 5.7 км на юго-запад от скважины 34 с учетом

результатов бурения скважины 2. Проектная глубина 3180 м, проектный горизонт валанжинский. Основная задача бурения этой скважины – вскрытие и опробывание пласта БТ<sub>11</sub> получение дополнительной информации о подсчетных параметрах и добычных возможностях, а также перевод запасов газа и конденсата категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub> по пласту БТ<sub>11</sub>.

При бурении разведочных скважин будет выполнен следующий комплекс исследований:

- 1) Отбор керна и шлама из всех перспективных и продуктивных отложений с целью получения сведений о фильтрационно-ёмкостных свойствах (ФЕС) и степени нефтенасыщенности коллекторов продуктивных пластов;
- 2) Геофизические исследования скважины (ГИС);
- 3) Оперативное изучение литологического состава разреза скважины и характера насыщения перспективно-продуктивных коллекторов при помощи станции геолого-технического контроля (ГТК);
- 4) Испытание продуктивных интервалов в открытом стволе (ИПТ) для оперативной оценки характера насыщения перспективных коллекторов и определения глубины спуска эксплуатационной колонны и в колонне;

### **Заключение**

Анализ результатов проведенных работ, проведенных на Береговом месторождении поисково-разведочных работ, позволил выделить, среди выявленных в юрско-меловом интервале разреза, наименее изученные объекты, с которыми можно связывать прирост запасов газоконденсата и газа промышленных категорий. Такими объектами являются залежи неокомского комплекса в пластах БТ<sub>10</sub> БТ<sub>11</sub>, где запасы оценены по категории С<sub>2</sub>.

Ввиду сложности геологического строения месторождения, выразившейся в литологической неоднородности продуктивных пластов, наличии разрывных нарушений, невыдержанности газонасыщенных толщин и коллекторских свойств пластов, необходимо провести мероприятия по доразведке отдельных участков месторождения. Для осуществления доразведки Берегового месторождения рекомендуется заложение трех разведочных

скважин (одной зависимой) 1, 2, 3 с проектными глубинами каждой - 3180м и проектными горизонтами - валанжинским. Для решения поставленных задач в скважинах рекомендован комплекс промыслово-геофизических исследований (отбор керна, ГИС, ГТИ, испытание, опробование и лабораторные исследования и др.).

Выполнение предложенных рекомендаций позволит прирастить запасы  $C_2$  в  $C_1$  промышленных категорий и более обоснованно оценить промышленную значимость исследуемых залежей газа и газоконденсата в пластах БТ<sub>10</sub> и БТ<sub>11</sub> Берегового месторождения

#### **Список использованных источников**

1. Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1991.
2. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1991.
3. Тимчук А.С., Александров В.М. и др. Дополнительная записка к проекту пробной эксплуатации Рославльского месторождения. Тюмень, СибНИИИП, 2005.
4. Боярских Г.К. Тектоническое районирование ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Тюмень, 1990г. (под ред. Нестерова И.И.).
5. Проект пробной эксплуатации Рославльского месторождения. Компания Гео Дэйта Консалтинг. Ханты-Мансийск, 2001.
6. Рогожникова И.Г. Комбинированный геологический проект на поиск и доразведку залежей углеводородов в пределах Рославльского лицензионного участка. Тюмень, 2003.
7. Гидион В.А., Гидион В.Я. и др. Отчет Рославльских 5/01-02, 7/02-03 сейсморазведочных партий о работах масштаба 1:50000, проведенных в 2001-2003г.г. на Рославльской площади. Ханты-Мансийск, 2003.
8. Бакиров А. и др. Нефтегазоносные провинции и области СССР. М., Недра, 1979.