

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 неоконских 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 неоконского возраста пластов БТ₁₀ и БТ₁₁;
- 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 ПК₁) до тюменской свиты, пласты ЮГ₂₋₃ и ЮГ₄. Из 12 поисково-разведочных скважин, вскрывших неокомские отложения, только 5 из них находятся в контуре газоносности пластов БТ₁₀-БТ₁₁. Степень изученности пластов БТ₁₀-БТ₁₁ 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 С₁ и С₂ 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 Вэнтуйское поднятия, осложняющие Вэнтуйский 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.м³, C_2 –14,024 млрд.м³, залежь относится к категории крупных

В 1985 году при испытании скважины 9 была открыта нефтяная залежь в пласте ЮГ₄. В 1985 году в скважине №10, при испытании кровельной части отложений тюменской свиты, пласт ЮГ₂₋₃ в интервале 3586-3596 м был получен фонтан нефти. Так была открыта нефтяная залежь в пласте ЮГ₂₋₃.

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

ПК₉ - газовая (скв. 29);

ПК₁₂¹ - газовая (скв. 26);
ПК₁₂² - газовая (скв. 26);
ПК₁₃¹-газовая (скв. 29);
ПК₁₆¹ - газонефтяная (скв. 29);
ПК₁₆³-газовая (скв. 29);
ПК₁₇¹- газовая (скв. 26);
ПК₁₉²-газоконденсатнонефтяная (скв. 30);
ПК₂₀ - газоконденсатная (скв. 28).

Газоконденсатная залежь пласта БТ₁₁ 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 БТ₁₁ характеризуется хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами.

Пласт БТ₁₀ изучен испытанием в 6 скважинах Берегового месторождения. Испытанием выявлена газоконденсатная залежь в пласте БТ₁₀ в районе скважины 22, остальные скважины (1, 34, 36, 46, 64) находятся за контуром залежи. Коллекторские свойства пласта хуже, чем у пласта БТ₁₁[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 Хадыряхинской моноклинали [6, 7]. Эта моноклираль осложнена Вэнтонским 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 ПК₁) до тюменской свиты, пласты ЮГ₂₋₃ и ЮГ₄, что соответствует глубинам от 1223 до 3750 м [1].

В изученной части разреза установлены залежи в следующих резервуарах:

- сеноманский (пласт ПК₁) - газовая залежь;
- альб-аптский (пласты ПК₉-ПК₂₁¹) - преимущественно газовые и газоконденсатные залежи, часть из них (ПК₁₆¹, ПК₁₉², ПК₂₀) с нефтяными оторочками;
- баррем-готеривский (пласты АТ₆²-АТ₁₁²) - газоконденсатные залежи и одна залежь в пласте АТ₆²-нефтяная;
- берриас-валанжинский (пласты БТ₀-БТ₅³, БТ₁₀, БТ₁₁) - газоконденсатные залежи;
- юрский (пласты ЮГ₂₋₃, ЮГ₄) - нефтяные залежи.

При подсчете запасов в нижней части неокомского разреза выделено 2 подсчетных объекта: пласт БТ₁₀ (1 залежь) и пласт БТ₁₁ (2 залежи).

По пласту БТ₁₀ 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 БТ₁₁ 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 БТ₁₀ и БТ₁₁(за вычетом конденсата) по Береговому месторождению составили 40,122 млрд.м³, в том числе по категории С₁ – 16,193 млрд.м³. Суммарные балансовые запасы конденсата составили 12,423 млн.т, в том числе по категории С₁ – 5,014 млн.т.

На Береговом месторождении запасы газа и конденсата по пластам БТ₁₀, БТ₁₁ по категориям С₁ и С₂ составляют 40 % и 60 % соответственно, т.е. требуется повышение запасов по промышленным категориям.

Для повышения достоверности категоричности запасов и перевода запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁, 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 С₂ в С₁ по пластам БТ₁₀ и БТ₁₁.

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 БТ₁₁, получение дополнительной информации о подсчетных параметрах и добывных возможностях, а также перевод запасов газа и конденсата категории С₂ в категорию С₁ по пласту БТ₁₁.

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 БТ₁₁ получение дополнительной информации о подсчетных параметрах и добычных возможностях, а также перевод запасов газа и конденсата категории С₂ в категорию С₁ по пласту БТ₁₁.

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 БТ₁₀ БТ₁₁, где запасы оценены по категории С₂.

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 БТ₁₀ и БТ₁₁ 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.