

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 залежи пласта БН<sub>6</sub>  
Сандибинского месторождения**

(Тюменская область)

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения  
геологического факультета,  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
специализация «Геология нефти и газа»  
Чарандаева Эльдара Курбангамедовича

Научный руководитель  
кандидат геол.-мин. наук, доцент

В.Н. Еремин

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

А.Д. Коробов

Саратов 2020

## Введение

На территории Западной Сибири открыто множество крупных месторождений и геологи вплотную подошли к завершающему этапу поисков углеводородов в крупных и традиционных структурах. Перспективы сегодня связывают с областью континентального шельфа в северных морях. Однако разведка и добыча в этих районах весьма затратная и требует довольно высоких технологий. Но восполнение запасов углеводородов стоит по-прежнему очень остро, ведь углеводородное сырье является одним из важнейших составляющих экономики нашей страны. В настоящее время все больше внимания стали уделять доразведке месторождений и выявлению более мелких, нетрадиционных структур и толщ, которые могут вмещать углеводороды.

Одним из таких объектов исследования является неокомские отложения ахской свиты Сандибинского месторождения, входящего в состав Сандибинского лицензионного участка.

В административном отношении территория Сандибинского месторождения относится к Надымскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области и находится на правом берегу Обской губы в юго-западной части Тазовского полуострова.

Сандибинское нефтяное месторождение открыто в 1981 году. Нефтеносность связана с пластом БН<sub>6</sub> нижнего мела. Согласно действующей классификации Сандибинское месторождение по величине запасов относится к категории мелких.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки залежи пласта БН<sub>6</sub> в процессе эксплуатации Сандибинского нефтяного месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Сбор геолого-геофизического материала, характеризующего геологическое строение и нефтеносность Сандибинского месторождения;
2. Анализ собранного материала с целью обоснования недоизученности залежи пласта БН<sub>6</sub>;
3. Выработки рекомендаций на доразведку Сандибинского месторождения.

Работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 45 страниц, 1 рисунок, 3 таблицы, 5 графических приложений и список использованных источников из 15 наименований.

### **Основное содержание работы**

В начале 80-х годов Сандибинская площадь покрывается аэромагнитной и гравиметрической съёмками с целью детального изучения тектонического строения района.

Сандибинское нефтяное месторождение открыто в 1981 году. Нефтеносность связана с пластом БН<sub>6</sub> нижнего мела. Согласно действующей классификации Сандибинское месторождение по величине запасов относится к категории мелких.

Сандибинское поднятие по результатам сейсмических работ МОГТ 1981-1982 гг. было изучено редкой сетью профилей (7x10 км), в пределах Сандибинского выступа детально расчленена неокомская часть разреза.

В 1984-1985 гг. Прибрежной СП №28/84-85 ПГО «Ямалгеофизика» были проведены сейсморазведочные работы МОВОГТ, по результатам уточнено геологическое строение Сандибинского месторождения в пределах суши [1, 2].

На Сандибинском месторождении нет достаточно глубоких скважин, которые вскрыли палеозойские толщи, поэтому проблема тектонического районирования палеозойского основания решается по комплексу геофизических данных с использованием материалов глубокого бурения по соседним месторождениям, где палеозойские толщи вскрыты скважинами и изучены [3].

На Сандибинском месторождении герцинский фундамент перекрыт ортоплатформенным мезозойско-кайнозойским чехлом. В фундаменте выделяется Надымский срединный массив с выступом докембрийских сланцев, вскрытых на Лензитской (скв. №77) и Медвежьей (скв. №1001) площадях [2].

Согласно данным бурения и сейсморазведочных работ геологический разрез Сандибинского месторождения представлен породами двух структурных

комплексов: песчано-глинистыми отложениями мезозойско- кайнозойского осадочного чехла и метаморфизованными породами фундамента.

Строение разреза в пределах исследуемой зоны сложное. Разрез представлен преимущественно терригенными породами песчано-алевро-глинистого состава различного генезиса от глубоководно-морских до континентальных. Для разреза характерны перерывы в осадконакоплении и размывы, которые привели к выпадению значительных частей разрезов, невыдержанность литологического состава, фациальные замещения, изменения мощностей.

В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования пород-коллекторов в песчаной части ахской свиты, продуктивный пласт БН<sub>6</sub> и флюидоупоров аргиллитов ахской свиты, что определило формирование резервуаров.

В тектоническом отношении Сандибинское месторождение расположено в той части Надымской мегавпадины, где линейно-вытянутые крупные структуры II порядка – Хулымская мезоседловина и Западно-Танловский крупный прогиб - разделяют структуры I порядка - Западно-Ярудейскую впадину и Верхненадымскую моноклираль, Западно-Сибирской платформы [4].

Изучаемая площадь находится в регионе, характеризующемся развитием трёх структурно-тектонических этажей (ярусов). Нижний этаж сформирован эффузивными и интрузивными дислоцированными и метаморфизованными породами палеозоя. Промежуточный этаж представлен эффузивными и эффузивно-осадочными отложениями триаса, накопившимися в крупных рифтовых прогибах и грабенах. Верхний платформенный структурный этаж представлен спокойно залегающими осадочными породами мезо-кайнозойского чехла.

Площадь исследований находится в регионе, характеризующемся развитием трёх структурно-тектонических этажей (ярусов). Нижний этаж сформирован эффузивными и интрузивными дислоцированными и метаморфизованными породами палеозоя. Промежуточный этаж представлен

эффузивными и эффузивно-осадочными отложениями триаса, накопившимися в крупных рифтовых прогибах и грабенах. Верхний платформенный структурный этаж представлен спокойно залегающими осадочными породами мезо-кайнозойского чехла [4].

В неокомской части разреза выявлена нефтяная залежь в пласте БН<sub>6</sub> структурный план которого контролируется отражающим горизонтом В1.

По кровле пласта БН<sub>6</sub> структура месторождения представлена вытянутой брахиантиклиналью с крупным структурным носом, шарнир которого полого погружается к востоку. Брахиантиклиналь имеет размеры по замкнутой изогипсе -2500м 5,25x1,95км с амплитудой 20-25 м, как показано на приложении В.

Формирование пластов ахской свиты (неокомских пластов) происходит при боковом заполнении глубоководного морского бассейна в условиях некомпенсированного осадконакопления за счет сноса обломочного терригенного материала, приносимого реками с востока и юго-востока.

По пласту БН<sub>6</sub>Сандибинская площадь находится в шельфовой зоне его седиментации. Песчаные тела накапливались на мелководном шельфе и связаны с подводно-флювиальными осадками и относятся к авандельтовым накоплениям, формировавшимся в морском регрессирующем бассейне.

Сандибинское месторождение расположено на границе Ярудейского и Надымского нефтегазоносных районов Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Доказанная нефтегазоносность связана с неокомским комплексом (валанжин-готеривского возраста). В валанжин-готеривских отложениях на изучаемом лицензионном участке выделен один подсчетный объект БН<sub>6</sub>[5].

Пласт БН<sub>6</sub> представляет собой мощное песчаное тело, вытянутое вдоль оси локального поднятия, имеет слабовыпуклую палеокровлю, ограничен с юго-востока и северо-запада зонами глинизации. На площади описываемого лицензионного участка пласт вскрыт 15 скважинами.

В вертикальном разрезе пласта четко выделяются две зоны и,

соответственно, два литологических типа отложений, имеющие разные коллекторские свойства.

Согласно данным бурения и сейсморазведочных работ геологический разрез Сандибинского месторождения представлен породами двух структурных комплексов.

Этаж нефтегазоносности в районе Сандибинского месторождения охватывает мощный комплекс осадочных пород от среднеюрского до сеноманского возраста и составляет более 2000 м.

Отложения нижнего мела являются одним из основных нефтегазоносных резервуаров. Основные залежи УВ приурочены к неокомской части разреза.

При выделении подсчетного объекта на месторождении учитывались данные опробования скважин, анализы керна, промыслово-геофизических исследований и результаты детальной корреляции разрезов скважин.

Пласт БН<sub>6</sub> является продуктивным объектом и приурочен к верхней опесчаненной части пласта БН<sub>6</sub>(K<sub>песч.</sub> 86-94%), отделенной чаще плотным, иногда глинистым прослоем, от нижней более глинистой части пласта (K<sub>песч.</sub> в среднем 61%), являющейся полностью водоносной(не представляет практического интереса). Залежь пласта приурочена к своду Сандибинского локального поднятия.

Покрышкой пласта БН<sub>6</sub> являются низкоомные аргиллитоподобные глины (толщиной до 10 м), которые охарактеризованы керном в нескольких скважинах.

Залежь нефти пласта БН<sub>6</sub> распространена в виде узкой полосы субмеридионального направления в южной части и северо-западного - в северной половине месторождения. Длина залежи 8,5 км, ширина на севере 3,3 км, в южной половине 2,4 км. Северо-западная часть залежи контролируется линией замещения песчаных разностей глинисто-алевролитовыми. На востоке, юге и западе залежь ограничена контуром нефтеносности. Северная граница залежи совмещена с береговой линией.

Эффективная толщина пласта в целом изменяется по скважинам от 17,0 м

до 35 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 2 м (скв. №11) до 20,6 м (скв. №212), как показано на приложении Г.

Пласт-коллектор представлен, в основном, аркозовыми песчаниками с хорошими по данным ГИС, керна и испытания фильтрационно-емкостными свойствами:  $K_{п}$ - 16-21%,  $K_{пр}$ - 10-100 мД,  $K_{во}$ - 25-40%. Подчиненное значение имеет распространение коллектора, представленного песчаным алевритом с глинистым цементом и включением глинистого материала  $K_{п}$  - 13-16%,  $K_{пр}$ - 1,2-10 мД,  $K_{во}$ - 40-60%. Средневзвешенная пористость в среднем составляет 18%, проницаемость 48,57 мД.

Расчлененность пласта высокая. В целом пласт состоит из переслаивания пропластков толщиной от нескольких десятков сантиметров до 2 м (90%).

В северной части залежи, по данным интерпретации материалов ГИС, ВНК определен в интервалах 2543,8 м (а.о. -2503 м) в скважине 221 и 2531 м (а.о. - 2503 м) в скважине №9. При испытании безводный приток нефти получен в скважине 5 на самой низкой а.о. -2495,6 м, по ГИС пласт нефтенасыщен до отметки 2517,6 м (а.о. -2505,2 м). Притоки пластовой воды на самых высоких отметках из трех водоносных скважин №№8, 12, 14 при испытании в открытом стволе получены в скважине №12 из интервала 2557-2806 м (а.о. -2533,2-2782,2 м), по заключению ГИС пласт БН<sub>6</sub>водонасыщен. В скважине №14 интервал испытания захватил вышележащие отложения (инт. 2538-2650 м, а.о. -2498,9-2610,9 м). Учитывая все данные по ГИС, в северной части залежи ВНК находится в интервале а.о. -2505,3-2503 м.

Далее на юг в скважинах №№ 114, 115, 116 и скважине 10 отмечено самое высокое положение ВНК по данным ГИС на отметках, соответственно, а.о. - 2501,9-2502,6 м, -2505,5 м и -2501,6 м. Что касается расхождения отметок ВНК в трех рядом расположенных скважинах (№№114, 115, 116) и во вновь пробуренных скважинах (№№ 222, 223), то, по- видимому, это вызвано недостоверностью результатов инклинометрии. Учитывая идентичность фациального типа отложений и то, что ВНК контролируется однотипным плотным прослоем, который хорошо коррелируется между скважинами, было

принято решение осреднить результаты этих скважин, приняв ВНК в районе скважин №№ 114, 115, 116 на а.о. -2503,3 м, а в скважинах №№ 222, 223 на а.о. -2505,0. В скважине 10 при испытании из интервала 2518-2523 м (а.о. -2487,4-2492,2 м) получен фонтан нефти дебитом 60 м<sup>3</sup>/сут через 6 мм штуцер, и, как сказано выше, по заключению ГИС ВНК прослеживается на а.о. -2501,6 м [6,7].

Южнее, в скважине № 117 положение ВНК по данным ГИС проходит на отметке 2541,6 м (а.о. -2504,4 м). При испытании в интервале 2529-2532 м (а.о. -2491,4-2494,4 м) получен фонтан нефти дебитом 39 м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер.

Исходя из полученных результатов, наиболее вероятное значение абсолютной отметки ВНК для залежи составляет -2504 м. Следует отметить, что эта отметка относительно оценки ВНК по всем скважинам находится в пределах заданной погрешности определения глубин по данным ГИС - 2,5 м.

Высота залежи около 24 м на севере месторождения и 13-14 м в районе скважин №№ 114, 115, 116.

Залежь имеет субмеридиональное простирание в южной части с незначительным разворотом на северо-запад на севере месторождения.

Длина залежи составляет 8,6 км, максимальная ширина 3,3 км, при преобладающей ширине 2,5 км. По типу залежь структурно-литологически ограниченная, водоплавающая. По продуктивным характеристикам залежь относится к числу среднедебитных, в большинстве скважин при испытании получены фонтанные притоки нефти.

По результатам исследований поверхностных проб плотность нефти, определенная при 20 °С, изменяется в пределах 0,854-0,879 г/см<sup>3</sup> (в среднем 0,866 г/см<sup>3</sup>), кинематическая вязкость при 20°С составляет 10,29 мм<sup>2</sup>/с, при 50°С - 4,35 мм<sup>2</sup>/с. Пределы содержания компонентов, содержащихся в нефти, незначительные, их средние значения следующие: серы - 0,14 %, парафинов - 2,69 %, смол силикагелевых - 3,20 %, асфальтенов - 0,853 %. Нефть закипает при температуре 60-106 °С (в среднем 77,6 °С), легких фракций, выкипающих до 300 °С, содержится 46-50 % (в среднем 48 %).

По результатам ступенчатой сепарации плотность пластовой нефти

определена равной  $0,775 \text{ г/см}^3$ , сепарированной  $0,855 \text{ г/см}^3$ .

Газосодержание составляет  $70,97 \text{ м}^3/\text{т}$ , объемный коэффициент 1,167.

По углеводородному составу нефть относится к смешанному типу с преобладанием нафтеновых углеводородов. В дистиллятной части они составляют 49,44 %. Содержание ароматических углеводородов 15,69 %, метановых 34,87 %.

Таким образом, на Сандибинском месторождении основная и недоизученная крупная нефтяная залежь пласта БН<sub>6</sub> (неокомские отложения ахской свиты) и приурочен к пласту по типу пластовая сводовая.

На Сандибинском месторождении подсчитаны запасы нефти по продуктивному пласту БН<sub>6</sub> геологические 181905 тыс.т категории С<sub>1</sub>, 76839 тыс.т. категории С<sub>2</sub>; извлекаемые 41479 тыс.т категории С<sub>1</sub>, 12132 тыс.т. категории С<sub>2</sub> [7].

Месторождение является сложным по геологическому строению. Основной продуктивный пласт БН<sub>6</sub> имеет неоднородное строение и характеризуется литологической изменчивостью разреза. Северная часть залежи, по-видимому, располагается в пределах прилегающей акватории Обской губы.

На Сандибинском месторождении отложения нижнего мела являются одним из основных нефтегазоносных резервуаров. Основные залежи УВ приурочены к неокомской части разреза.

Объектом доразведки является залежь пласта БН<sub>6</sub>, выявленная в процессе бурения скважин на Сандибинском месторождении. Южная часть месторождения не охвачена глубоким бурением, и запасы этой части по залежи пласта БН<sub>6</sub> оценены по категории С<sub>2</sub>. Поэтому месторождение является недоизученным, и необходимо продолжить разведочное бурение в южной части месторождения.

Для уточнения геологической модели в южной части залежи пласт БН<sub>6</sub>, получения дополнительной информации по подсчетным параметрам оценки добывных возможностей месторождения и приращения запасов промышленных

категорий необходимо проведение мероприятий по его доразведке.

В связи с этим рекомендуется заложить две разведочные скважины №№50, 51 в южной части структуры Сандибинского месторождения.

Перед разведочным бурением стоят следующие задачи [8,9]:

- вскрыть продуктивный пласт БН<sub>6</sub>;
- получить промышленный приток флюида;
- оценить коллекторские свойства пласта (пористость, проницаемость);
- получить физико-химические характеристики флюида;
- уточнить геометризацию залежи и положения ВНК, ГНК;
- уточнить запасы и перевести их из категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>;
- уточнить достоверность геолого-промысловых, фильтрационных и подсчетных параметров по скважинам и объекту подсчета запасов для целей составления проекта разработки.

Разведочную скважину №50 рекомендуется заложить в южной части залежи в 2,1 км южнее скважины №11, с целью вскрытия и опробования пласта БН<sub>6</sub> нижнемелового возраста, получения информации о подсчетных параметрах, а также перевода запасов нефти категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>. Проектная глубина 2560м, проектный горизонт – ахская свита.

Разведочную скважину №51 рекомендуется заложить юго-восточнее проектной скважины №50, на расстоянии 1,2 км, с целью вскрытия и опробования пласта БН<sub>6</sub> нижнемелового возраста, получения информации о подсчетных параметрах, а также перевода запасов нефти категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>. Проектная глубина 2560м, проектный горизонт – ахская свита.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются [8,9]:

- геофизические исследования скважин (акустический каротаж, гамма каротаж, боковой каротаж, инклинометрия, радиоактивный каротаж и т.д. с целью уточнения литологического состава и фильтрационно-емкостных параметров пластов);
- отбор керна, шлама, проб воды, нефти, газа и их лабораторное изучение для уточнения и оценки подсчетных параметров;

- опробование и испытание разведочной скважины;
- геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и другие виды исследования скважин в процессе бурения, опробования и испытания.

## Заключение

В данной работе проведен анализ поискового, разведочного, эксплуатационного бурения, промысловых геофизических работ, данные о гидродинамических и лабораторных исследованиях. Дана геолого-физическая характеристика Сандибинского месторождения.

Отложения нижнего мела являются одним из основных нефтегазоносных резервуаров. Основной продуктивный горизонт в разрезе Сандибинского месторождения выявлен в неокомеяхской свиты и приурочен к пласту БН<sub>6</sub>, в котором выделен один подсчетный объект.

На месторождении подсчитаны запасы по продуктивному пласту БН<sub>6</sub> геологические 181905 тыс.т категории С<sub>1</sub>, 76839 тыс.т. категории С<sub>2</sub>; извлекаемые 41479 тыс.т категории С<sub>1</sub>, 12132 тыс.т. категории С<sub>2</sub> [7].

Для решения задач, по доразведке рекомендуется заложение разведочных скважин №№50 и 51 с проектными глубинами 2560 м и проектным горизонтом - нижнечеркашинская подсвита, для уточнение строения залежи пласта БН<sub>6</sub>ахской свиты, положения ВНК и контура нефтеносности, подтверждение промышленной нефтеносности южной части структуры, получение дополнительной информации о подсчетных параметрах. Предложен комплекс геолого-геофизических методов сопровождения бурения: отбор керна, шлама, ГИС, ГТИ и др.

По результатам разведочного бурения, в случае получения промышленных притоков в южной части залежи пласта БН<sub>6</sub>, будет произведена оценка запасов промышленных категорий, определен тип выявленной залежи, ее промышленная значимость, а также определено направление дальнейших работ на месторождении.

### Список использованных источников

1. Новик И.К. Отчет по результатам сейсморазведочных работ масштаба 1:50000, проведенных СП №28/84-85 ПГО «Ямалгеофизика» на Сандибинской площади в 1984-85 гг. г. Тюмень, 1985.
2. Регламент по созданию постоянных действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газо-нефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 2000.
3. Геологический отчет НГДУ за 2002 год., г.Надым, 2003.
4. Бочкарев В.С., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1990.
5. Рудкевич М.Я., Озерная Л.С. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М. Недра, 1988.
6. Проект пробной эксплуатации первоочередного участка Сандибинского месторождения. Исп. ОАО «СибНАЦ». Тюмень, 2000.
7. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Сандибинского месторождения Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области по состоянию на 01.01.1998 г. ОАО «СибНАЦ», ООО «ГЕОДАТА», г. Тюмень, 1998.
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, 1995.
9. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. Москва, 1996.