

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.  
ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**Обоснование поисково-оценочного бурения на Кустовом месторождении  
(Тюменская область)**

АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»,  
специализация «Геология нефти и газа»  
Садриева Залибека Магомедсаидовича

Научный руководитель  
кандидат геол.-мин. наук, доцент \_\_\_\_\_ Еремин В.Н.

Заведующий кафедрой  
доктор геол.-мин. наук, профессор \_\_\_\_\_ Коробов А.Д.

Саратов 2021

## Введение

Данная дипломная работа написана автором по материалам, собранным в ТПП «Когалымнефтегаз» - ООО «Лукойл-Западная Сибирь», во время прохождения производственной практики летом 2010 года.

В связи с этим целью дипломной работы является доказать обоснованность обоснование поисково-оценочного бурения на Кустовом месторождении (Тюменская область).

Задачи дипломной работы сводились к:

-анализу геологическое строение месторождения в целом

-обоснованию бурение скважин 1Р и 2Р

-сбор геолого-геофизического материала, характеризующего геологическое строение и нефтеносность Кустового месторождения

В основу дипломной работы положены геологические материалы, собранные во время промыслово-разведочной 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.

Месторождение введено в разработку в 1988 году. По состоянию на 01.01.10 г. в пределах Кустового лицензионного участка пробурено 27 поисково-разведочных и 370 эксплуатационных скважин. Накопленная добыча нефти по месторождению с начала разработки на 01.06.2007 г. составила 11 млн. тонн.

Хотя по соотношению запасов категории В+С1 к С2 показатель изученности достаточно велик, остались некоторые участки месторождения и залежей, где необходимо провести комплекс поисково-разведочных работ. Данные участки были выделены на основании геологической модели, построенной по данным подсчета запасов, а также по новым данным сейсморазведочных работ 3Д.

Работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 58 страниц, 2

рисунков, 6 таблиц, 9 графических приложений и список использованных источников из 13 наименований.

### **Основное содержание работы**

Открытию месторождений нефти и газа в Западной Сибири предшествовали многолетние геолого-геофизические исследования. До 1947 года исследования носили чисто описательный характер. Плановые геолого-геофизические исследования Среднего Приобья, к которому относится изучаемый район, были начаты в 1947 году. С 1947 по 1957 года в исследуемом районе были проведены следующие геолого-геофизические работы:

- геолого-геоморфологическая съёмка масштаба 1:1000000 (Шацкий С.Б. и др., ЗСГУ, 1949-1950 гг.), по результатам которой дано первое систематизированное описание геологии и геоморфологии района, составлена Государственная геологическая карта масштаба 1:1000000, установлено повсеместное распространение четвертичных отложений;

- аэромагнитная съёмка масштабов 1:1000000 и 1:200000, по результатам которой составлена карта аномального магнитного поля  $T$ , карта распределения магнитных масс по минимальным глубинам залегания, определено господствующее простирание основных тектонических элементов;

- гравиметрическая съёмка масштаба 1:1000 000 и 1:200 000, по данным которой установлена общая закономерность соответствия отрицательных гравитационных аномалий крупным положительным структурам. [7]

Данные этих съёмок легли в основу первых схем структурно-тектонического районирования фундамента и осадочного чехла.

С конца 50-х годов начинается новый этап исследований – детальное изучение геологического строения и поиск структур II порядка и локальных поднятий. Этот этап характеризуется широким развитием площадных и маршрутных сейсморазведочных работ в сочетании с глубоким бурением. На основании проведенных работ был определен общий структурный план Нижневартовского свода, выявлены и детально изучены структуры II порядка и более мелкие поднятия – потенциальные ловушки нефти и газа.

Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской

плиты (под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 год), Кустовое месторождение расположено в юго-западной части Северо-Вартовской мегатеррасы (структура I порядка). Мегатерраса в изучаемом районе осложняется Ватьёганским валом и Могутлорским прогибом

В пределах Кустового месторождения, также как и в целом для Западной Сибири, принято выделять три структурно-тектонических этажа:

- протерозойско-палеозойский фундамент;
- пермско-триасовый промежуточный структурный этаж;
- мезокайнозойский осадочный чехол.

Нижний структурно-тектонический этаж сложен палеозойскими и допалеозойскими образованиями, преимущественно магматическими, метаморфическими и сильно измененными осадочными породами. Их формирование происходило в геосинклинальный этап развития Западно-Сибирской плиты. В этом комплексе наблюдается наличие значительной дифференцированности поверхностей объектов и большого количества дизъюнктивных нарушений. Доюрские образования, представления о которых складываются в основном по данным геофизических методов (гравиметрических, магнитных, электроразведочных, МОВЗ, КМПВ, ГСЗ), изучены слабо. [7]

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в условиях парагеосинклинального этапа развития, существовавшего в пермотриасовое время. Возраст пород определён на основании анализа материалов, полученных в процессе бурения крайне ограниченного числа скважин и аналогии с соседними регионами Западной Сибири. Породы среднего этажа менее дислоцированы и имеют меньшую степень метаморфизма. Эволюция рассматриваемого структурного этажа протекала в условиях господства относительно более спокойного тектонического режима. Следствием этого стало образование сравнительно меньшего количества дизъюнктивных нарушений.

Верхний структурно-тектонический этаж формировался в мезозойско-кайнозойское время, в условиях длительного устойчивого прогибания

фундамента. Он характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород, слагающих осадочный чехол плиты. К отложениям этого возраста приурочены основные скопления нефти и газа.

Кустовое месторождение расположено в пределах земель с весьма высокой плотностью запасов углеводородов. В непосредственной близости расположены Ватьеганское, Дружное, Южно-Ягунское, Восточно-Придорожное месторождения нефти. В этом районе выделяется пять нефтегазоносных комплексов: нижнесреднеюрский, васюганский, баженовский, ачимовский и неокомский. На изучаемом месторождении промышленная нефтеносность установлена в васюганском, баженовском, ачимовском и неокомском комплексах

Кустовая структура расположена в юго-западной части Ватьёганского вала (район скважины 274Р, 104Р, 273Р), представляет собой куполовидную структуру неправильной формы. Структура по последней замкнутой изогипсе - 2850м имеет размер 7.0x7.5 км, амплитуду 25 м. Осложнена двумя вершинами. Более крупный купол в северной части с размером 1.0x1.5 км, амплитудой до 10 м, а меньший в южной части имеет неправильную форму размером 1.0x2.0 км, амплитудой до 10 м. В восточной части структура осложнена структурным носом.

Тип залежи - пластовая сводовая, на востоке литологически экранированная. Размеры залежи в пределах принятого ВНК составляют 8x5.5 км, высота 24 м, пределы изменения нефтенасыщенных толщин в скважинах 0.6-9.8 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина - 4.4 м.

Отложения продуктивного пласта БС11-1 представлены песчаниками буровато-серыми, серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми, неравномерно алевритистыми и алевритовыми, слабо глинистыми с неотчетливой, горизонтальной, субгоризонтальной, реже косой слоеватой-слоистой текстурой, иногда с прослоями аргиллитов (М 0.5-2.5 см) темно-серых, горизонтально-микрослоистых, слабо биотурбированных. В отложениях иногда встречаются редкие крупные раковины толстостенных пелеципод и их детрит.

Лучшими коллекторами пласта БС10-1 являются коллекторы 2 класса, представленные песчаниками средне-мелкозернистыми, алевритистыми, нефтенасыщенными с проницаемостью –  $796.9 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, при пористости 25.4%, объемной плотности 1.98 г/см<sup>3</sup> и остаточной водонасыщенности 21.8%. Лучшими коллекторами среди песчаников мелкозернистых нефтенасыщенных являются разности с проницаемостью  $58.4 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористостью 20.8%, объемной плотностью 2.12 г/см<sup>3</sup> и остаточной водонасыщенностью 46.1%.

В скв. 274Р, где подошва нефтенасыщенного коллектора выделяется на а.о. -2284.5 м, из интервала испытания 2347.0-2354.0 м (а.о. -2273.1-2280.1 м). был получен фонтанный приток нефти 156.4 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 10 мм. В скв. 275Р подошва нефтяного коллектора отмечается на а.о. -2290 м, из интервала испытания 2359.0-2366.0 м (а.о. -2284.4-2285.4 м) получен приток нефти дебитом 51.3 м<sup>3</sup>/сут и воды 5.7 м<sup>3</sup>/сут. В скв. 39Р кровля водонасыщенного коллектора отмечается на а.о. -2284.4 м, из интервала испытания 2362.4-2363.4 м (а.о. -2284.0-2291.0 м) был получен приток воды дебитом 8.15 м<sup>3</sup>/сут при Ндин-679 м. В скв. 267Р подошва нефтяного и кровля водонасыщенного коллектора отбивается на а.о. -2289.3 м, из интервала испытания 2367.0-2372.0 м (а.о. -2294.5-2299.5 м) получен приток воды дебитом 548.4 м<sup>3</sup>/сут при Ндин-830 м. В скв. 273Р подошва нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС выделяется на а.о. -2290 м, испытание не проводилось.

По результатам эксплуатации получен приток безводной нефти в скв. 334, 479, 338, 357 и др., при этом нижние дыры интервалов перфорации находятся на а.о. от -2280 м до -2288.9 м (скв. 334).

Ожидаемый прирост запасов категории С1 по пласту **БС10-1~645/129 тыс.тонн.**

Ожидаемый прирост запасов категории С1 по пласту **БС11-1~550/174 тыс.тонн.**

Ожидаемый прирост запасов категории С1 по пласту **БС11-2~440/176 тыс.тонн.**

Общий ожидаемый прирост на скважину по категории С1 составит

**1635/479тыс.тонн.**

Объектом доразведки является залежи пласта БС-10, БС-11 выявленные в процессе бурения скважин на Кустовом месторождении.

Для уточнения геологической модели пластов БС-10, БС-11 получения дополнительной информации по подсчетным параметрам оценки добывных возможностей месторождения и приращения запасов промышленных категорий необходимо проведение мероприятий по его доразведке.

Для уточнения структурных построений, строения залежи и пересчета запасов рекомендуется: проведение сейсморазведочных работ и бурение двух разведочных скважин(1Р и 2Р)

Перед поисково-оценочным бурением стоят следующие задачи:

- вскрыть продуктивные пласты БС-10, БС-11;
- 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  $C_2$  в  $C_1$ ;
- уточнить достоверность геолого-промысловых, фильтрационных и подсчетных параметров по скважинам и объекту подсчета запасов для целей составления проекта разработки.

**Скважина 1Р** закладывается в 2 км к юго-западу от скважины 278Р. Проектная глубина 2320 м (Приложение Б,Г,Д) Проектный горизонт БС11-2. Цель бурения: опоскование выявленной структуры с ресурсами категории  $D_0$ , прирост запасов нефти по пластам: БС10-1 (Нэф.-4,5м, Нэф.н-3,0м), БС11-1 (Нэф.-9,5м, Нэф.н-2,5м), БС11-2 (Нэф.-4,5м, Нэф.н-3,0м).

**Скважина 2Р** закладывается в 3,5 км к востоку от скважины 279Р. Проектная глубина 2320 м (Приложение Б,Г). Проектный горизонт БС11-2. Цель бурения: опоскование выявленной структуры с запасами по категории  $D_0$ , прирост запасов нефти по пластам: БС10-1 (Нэф.-2,5м, Нэф.н-1,5м), БС11-1 (Нэф.-10,5м, Нэф.н-2,5м), БС11-2 (Нэф.-8,0м, Нэф.н-3,0м).

В процессе бурения разведочных скважин предусматривается выполнение

комплекса геологических, промыслово-геофизических, гидродинамических и гидрогеологических исследований, которые должны решать следующие основные задачи:

- геологический контроль за проводкой скважин;
- изучение литологического состава пород, определение возраста отложений, стратификация разреза скважин и его корреляция с ближайшими, ранее пробуренными;
- выявление закономерностей пространственного изменения разреза и условий залегания пород на разных стратиграфических уровнях;
- изучение физических параметров литологических разностей разреза, установление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности;
- изучение гидрогеологической характеристики разреза;
- выделение пластов-коллекторов и изучение их распространения в разрезе, оценка характера их насыщения, определение коллекторских свойств с целью выбора интервалов испытания в процессе бурения;
- уточнение модели геологического строения структуры/залежи с учетом полученной новой геологической. Геофизические исследования скважин выполняются в масштабе 1:500 по всему стволу скважины и в масштабе 1:200 в перспективных интервалах.

В масштабе 1:500 по всему стволу скважины в интервале 0-4320 м

Для изучения строения литологии коллекторов выполняются:

- стандартный каротаж (2КС+ПС);
- боковой каротаж (БК);
- гамма-каротаж+нейтронный гамма-каротаж РК (ГК+НГК);
- акустический каротаж (АК);
- гамма-гамма каротаж (ГГК) плотностной гл. 620 м;
- нейтронный каротаж (НК).

Для оценки геометрии ствола и положения скважины в пространстве:

- профилеметрия (измерение диаметра скважины);
- инклинометрия (ИС) с точками замера через 20м;
- резистивиметрия (Рез)-для определения удельного электрического

сопротивления жидкости, заполняющей скважину;

-термометрия (Терм) - для изучения естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившихся и неустойчивых режимах.

Для проверки технической колонны на износ для выяснения её остаточной прочности – ДСИ.

В масштабе 1:200 в перспективных интервалах: 4150-4177 м, 4186- 4306

м.

Для выделения коллекторов, определения их типа и оценки параметров (коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности):

- стандартный каротаж (2КС+ПС);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микрокаротаж+микрокавернометрия (МК+МДС);
- боковой микрокаротаж (МБК);
- профилеметрия (ДС);
- акустический каротаж (АК);
- волновой акустический каротаж (ВАК);
- гамма-гамма каротаж (ГГК-П) плотностной;
- нейтронный каротаж (НК);
- импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК).

Техническое состояние скважины:

-акустический цементомер и ФКД в масштабе 1:500 для изучения качества цементирования колонн. АКЦ проводится через 72 часа после цементации колонны. В эксплуатационной колонне АКЦ+ФКД проводится дважды: до и после опрессовки колонны;

-термометрия (ОЦК) – отбивка цементного кольца электротермометром для определения высоты подъёма цемента. ОЦК проводится не ранее 16-24 часа после цементации; в кондукторе ОЦК проводится при не выходе цемента на поверхность;

-измерение диаметра скважины (ДС) перед спуском колонн проводится

дополнительно для подсчёта объёма цементного раствора при цементации обсадных колонн;

-локация муфт (ЛМ) для определения местоположения муфт эксплуатационной колонны перед перфорацией;

-ВСП+НВП выполняется по всему стволу скважины после окончания бурения; ВСП+НВП проводится для изучения скоростной характеристики разреза, изучения волнового поля отражённых волн и его привязки к опорным горизонтам.

## Заключение

В процессе написания дипломной работы, был проведен следующий объем исследований:

- было изучено геологическое строение пластов БС 10-11 Кустового месторождения;
- был проведен анализ и обобщение объема геолого-геофизической информации;
- определена необходимость поискового бурения.

Для освещения этих вопросов были проанализированы структурные карты по кровле пласта БС 10, БС 11: карты эффективных толщин пластов БС10, БС11; составлены и проанализированы схемы корреляции и геологические профили продуктивных отложений.

В целом бурение 2 дополнительных скважин позволит:

- уточнить параметры залежи для перевода подготовленных ресурсов нефти в запасы промышленных категорий на недоразведанных участках;
- выяснить являются ли промышленно нефтеносными отдельные участки пластов БС10-1, БС11-1, БС11-2;
- установить ВНК в залежах , и более надежно обосновать положения контуров нефтеносности, где они не подтверждены бурением.

В результате выполнения всех рекомендуемых работ с достижением проектных глубин при бурении скважин ожидаемый прирост запасов по категории С1 составит 2787,3/883,3 тыс. тонн

## **Список использованных источников**

1. Климатическая характеристика зоны освоения нефти и газа Тюменского Севера. Под ред. К.К.Казачковой.- Л.: Гидрометеоздат, 1982, 200с.
2. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., «Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна», Москва, Недра, 1988 год.
3. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 год.
4. Шпильман В.И., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1999 год.
5. Карогадин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. «Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома». Новосибирск, изд. СО РАН, 2000 год.
6. Габриэлянц Г.А. «Геология нефтяных и газовых месторождений», М., «Недра» 1984.
7. Еременко Н.Д. «Геология нефти и газа» М., «Недра», 1968.
8. Методика поисков и оценки залежей М.: 1985, - 304 с.
9. Соколов В.Л. , Фурсов А.Я. «Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» М., «Недра», 1984.
- 10.Гордина Р.И., «Пересчет балансовых запасов нефти и растворенного газа Кустового месторождения», ООО «КогалымНИПИнефть», 2008 г.
- 11.Отчет о результатах проведения детальных сейсморазведочных работ 3Д на Кустовом-Восточно-Придорожном участке, ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 2006 год.

### **Справочники**

- 12.Иогансен К.В. «Спутник буровика», Москва, Недра, 1990 год.
- 13.«Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ», Москва, 1995 год.