

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  
специальности 21.05.02 - прикладная геология  
геологического факультета  
Садриева Залибека Магомедсаидовича

Научный руководитель  
ассистент кафедры геологии и  
геохимии горючих ископаемых

\_\_\_\_\_ А.В. Чуваев

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

\_\_\_\_\_ А.Д. Коробов

Саратов 2020

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

Цель моей дипломной работы геологическое строение и нефтегазоносность Кустового месторождения (Тюменская область).

## **1. Общие сведения и физико-географическая характеристика района Кустового месторождения**

В административном отношении Кустовое нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Крупными ближайшими населенными пунктами от месторождения являются: г. Сургут в 125 км к северо-востоку, г. Ноябрьск в 92 км к юго-западу. Ближайшим населенным пунктом является г. Когалым, расположенный в 3 км восточнее месторождения.

## **2. Краткий очерк геолого-геофизической изученности Кустового месторождения**

Открытию месторождений нефти и газа в Западной Сибири предшествовали многолетние геолого-геофизические исследования. До 1947 года исследования носили чисто описательный характер. Планомерные 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:

## **3. Особенности геологического строения**

### **3.1 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В геологическом строении исследуемой площади участвуют отложения мезо-кайнозойского осадочного чехла и породы доюрского основания.

В основу литолого-стратиграфической характеристики разреза положена унифицированная стратиграфическая схема, принятая 5-м межведомственным регионально-стратиграфическим совещанием по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины в 1990 году, г.Тюмень.

### **3.2 Тектоника**

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 (структуры II порядка) (Рисунок 3.2.1).

В пределах Кустового месторождения, так же 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.

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в условиях парагеосинклинального этапа развития, существовавшего в пермотриасовое время. Возраст пород определен 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 приур3.3 Нефтегазоносность

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: ниже-среднеюрский, васюганский, баженовский, ачимовский и неокомский. На изучаемом месторождении промышленная нефтеносность установлена в васюганском, баженовском, ачимовском и неокомском комплексах.

**Васюганский нефтегазоносный комплекс** приурочен к отложениям верхневасюганской подсвиты и выделяется в объеме пласта ЮС1-1, породы которого представлены прибрежно-морскими и морскими песчано-алевритовыми фациями. На Кустовом месторождении в пласте ЮС1-1 выявлены 9 залежей нефти. Нефтеносность пласта доказана и на соседних месторождениях: Ватьеганском, Повховском, Дружном, Южно-Ягунском, Восточно-Придорожном и др. Покрышкой васюганского продуктивного нефтегазоносного комплекса служит георгиевская свита, толщиной 3-7 м, представленная аргиллитами темно-серыми до черных, известковистыми. Толщина комплекса в среднем составляет 67-83 м.

## **Баженовский нефтегазоносный комплекс**

На западной части территории Кустового месторождения развита зона аномального строения баженовской свиты, которая имеет субмеридиональное простирание и представляет собой переслаивание битуминозных глин с терригенными породами-коллекторами. В благоприятных условиях песчано-алевритовые пропластки содержат залежи нефти. Нефтеносность аномальных разрезов баженовской свиты подтверждена на Ватьеганском, Дружном, Восточно-Придорожном месторождениях. Выявленные залежи нефти, как правило, имеют небольшие размеры и не представляют промышленной ценности

очены основные скопления нефти и газа

### **3.4 Литологическая характеристика пород-коллекторов и покрышек**

В данном разделе дается литологическая характеристика пород-коллекторов и неколлекторов продуктивных пластов (БС10-1, БС11-1, БС11-2) сортымской свиты Кустового месторождения.

#### **Пласт БС11-2**

Продуктивный пласт БС11-2 сложен преимущественно песчаниками темно-бурыми, буровато-серыми, участками светло-бурыми, средне-мелкозернистыми – мелкозернистыми, неравномерно карбонатистыми, с массивными и реже субгоризонтальными текстурами; алевролитами буровато-серыми, светло-серыми, мелко-крупнозернистыми, песчаными, участками неравномерно карбонатистыми, горизонтально слоеватыми. Отложения пласта слабо слоистые, распределение слюды в песчаниках относительно равномерное. Нефтенасыщенные разности алеврито-песчаных пород характеризуются буроватым оттенком.

#### **Пласта БС11-1**

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 косо

слоевато-слойчатой 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.

Отложения пласта обогащены слюдой, распределение слюды неравномерное, в алевролитах – повышенное. Нефтенасыщенные разности алевроито-песчаных пород характеризуются буроватым оттенком.

### **3.5 Характеристика залежей**

#### **3.5.1 Залежи, приуроченные к Кустовой структуре**

##### **Залежь 16 пласт БС11-2**

Залежь приурочена к локальному Кустовому поднятию, наиболее крупная по запасам. Залежь вскрыта 3 разведочными скважинами (273Р, 274Р, 275Р), и 227 добывающими скважинами. В настоящий момент в пределах нефтеносной части залежи пробурено 43 скважины, в водонефтяной – 175 скважин, остальные 12 законтурные.

В скв. 273Р подошва нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС выделяется на а.о. -2300.2 м, при испытании был получен фонтанный приток нефти 95 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 10 мм из интервала 2371.0-2374.0 м (а.о. -2295.7-2298.7 м). В скв. 274Р, где подошва нефтенасыщенного коллектора выделяется на а.о. -2300.1 м, из интервала испытания 2394.0-2368.0 м (а.о. -2290.1-2294.1 м) получен фонтанный приток нефти 172.8 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 10 мм. В скв. 275Р подошва нефтяного коллектора отмечается на а.о. -2302 м, из интервала испытания 2371.0-2375.0 м (а.о. -2296.0-2300.0 м) получен приток нефти дебитом 21.0 м<sup>3</sup>/сут.

По данным бурения и работы эксплуатационных скважин, подошва нефтенасыщенной части пласта отбивается на а.о. -2298-2303 м, а кровля водонасыщенной – на а.о. -2299-2307 м. Однако, можно заметить некоторую закономерность как для пласта БС11-2, так и для пласта БС11-1 – на юге залежи ВНК несколько ниже, чем на севере; в связи с большой кривизной

отдельных скважин на некоторых участках залежи ВНК проведен по чисто водоносным скважинам.

### **Залежь 1а пласт БС11-1**

Залежь наиболее крупная по запасам в пределах пласта БС11-1, вскрыта пятью разведочными скважинами (267Р, 273Р, 274Р, 275Р, 39Р) и 230 эксплуатационными скважинами, приурочена к локальному Кустовому поднятию. Залежь разбурена согласно технологической схеме разработки. В результате дополнительного бурения 12 эксплуатационных скважин уточнено строение залежи, а именно, южная часть залежи (район скв. 279Р) выделена в самостоятельный участок, так как скважины 659, 660 и 653 вскрыли водоносную зону, разделив основную залежь на 2 разные по площади и запасам части.

### **3.5.2 Залежи, приуроченные к Отдельной структуре**

#### **Залежь 2б (район скв. 279Р, 110Ц) пласт БС11-2**

В пределах залежи нефтяную часть вскрыла только скв. 279Р, водонефтяную – 11 скважин, законтурную – 2 скважины. Залежь разрабатывается.

В скв. 39Р подошва нефтяного коллектора по ГИС отмечается на а.о. - 2300.3 м, из интервала испытания 2374.0-2376.0 м (а.о. -2295.9-2297.9 м) получен приток воды дебитом 12.1 м<sup>3</sup>/сут (отмечался заколонныйвнутрипластовыйпереток воды). В скв. 110Ц подошва нефтяного коллектора по ГИС отбивается на а.о. -2303.4 м, из интервала испытания 2372.4-2374.6 м (а.о. -2297.6-2299.9 м) получен приток нефти с водой дебитом нефти 18.4 м<sup>3</sup>/сут и воды - 7.53 м<sup>3</sup>/сут при Ндин-596 м. В скв. 279Р, где подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС выделяется на а.о. - 2300.8 м, из интервала испытания 2371.0-2376.0 м (а.о. -2292.2-2297.2 м) получен приток нефти дебитом 162.8 м<sup>3</sup>/сут при Н дин- 847.5 м.

В эксплуатационных скважинах, ВНК определен в интервале а.о. -2299-2303 м.

Среднее значение ВНК принято на глубине а.о. -2301 м.

Тип залежи - пластовая сводовая литологически экранированная, размеры в пределах принятого ВНК составляют 2.8х6.3 км, высота 17 м, пределы изменения нефтенасыщенных толщин в скважинах – 2.2-6.8 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – 3.4 м. (Приложение №7)

Выше по разрезу в пласте БС11-1 находится залежь 2а.

### **Залежь 2а (район скв. 279Р, 110Ц) пласт БС11-1**

При эксплуатационном бурении (пробурено дополнительно 6 скважин) выяснилось, что залежь в районе **район скв. 279Р, 110Ц) пласт БС11-2**

В пределах залежи нефтяную часть вскрыла только скв. 279Р, водонефтяную – 11 скважин, законтурную – 2 скважины. Залежь разрабатывается.

В скв. 39Р подошва нефтяного коллектора по ГИС отмечается на а.о. - 2300.3 м, из интервала испытания 2374.0-2376.0 м (а.о. -2295.9-2297.9 м) получен приток воды дебитом 12.1 м<sup>3</sup>/сут (отмечался заколонный внутрипластовый переток воды). В скв. 110Ц подошва нефтяного коллектора по ГИС отбивается на а.о. -2303.4 м, из интервала испытания 2372.4-2374.6 м (а.о. -2297.6-2299.9 м) получен приток нефти с водой дебитом нефти 18.4 м<sup>3</sup>/сут и воды - 7.53 м<sup>3</sup>/сут при Ндин-596 м. В скв. 279Р, где подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС выделяется на а.о. - 2300.8 м, из интервала испытания 2371.0-2376.0 м (а.о. -2292.2-2297.2 м) получен приток нефти дебитом 162.8 м<sup>3</sup>/сут при Н дин- 847.5 м.

В эксплуатационных скважинах, ВНК определен в интервале а.о. -2299-2303 м.

Среднее значение ВНК принято на глубине а.о. -2301 м.

Тип залежи - пластовая сводовая литологически экранированная, размеры в пределах принятого ВНК составляют 2.8х6.3 км, высота 17 м, пределы изменения нефтенасыщенных толщин в скважинах – 2.2-6.8 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – 3.4 м. (Приложение №7)

Выше по разрезу в пласте БС11-1 находится залежь 2а.

### **Залежь 2а (район скв. 279Р, 110Ц) пласт БС11-1**

При эксплуатационном бурении (пробурено дополнительно 6 скважин) выяснилось, что залежь в районе скв. 110Ц имеет самостоятельное развитие и отделяется от основной залежи незначительным перегибом, что подтверждается получением притоков воды в скв. 660, 653 и 659 и данными сейсморазведочных работ 3Д. В пределах залежи 2а нефтяную часть вскрыла только скв. 279Р, водонефтяную – 7 скважин, законтурную – 2 скважины.

не скв. 110Ц имеет

### **3.6.1 Пласт БС10-1**

По результатам исследований поверхностных проб нефть пласта БС10-1 относится к классу сернистых, содержание серы 0.94%, по содержанию парафина к типу парафиновых – 3.03%, по содержанию смол к подклассу смолистых – 8.43%. Содержание асфальтенов в нефти – 3.46%. Плотность нефти в поверхностных условиях – 0.873 г/см<sup>3</sup>, вязкость при 20°С – 24.97 мм<sup>2</sup>/с, при 50°С – 8.19 мм<sup>2</sup>/с, температура застывания – минус 2.5°С. Температура плавления парафина – 57°С.

### **3.7 Гидрогеологические и геокриологические условия**

По региональному районированию Кустовое месторождение располагается в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. Мегабассейн приурочен к огромной асимметричной впадине, заполненной песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского возраста толщиной 3-3.5 км в центральных районах и 4-7 км и более в северных. Поверхность фундамента погружается от бортов Западно-Сибирской плиты к ее центральным и северным районам, причем погружение происходит как плавно, так и в виде уступов.

## **4. Специальная часть**

### **4.1. Цели и задачи проектируемых работ**

Анализ выполненных ранее геолого-разведочных работ, состояния разведанности и подготовленности запасов нефти к разработке указывает на достаточную изученность месторождения практически по всем пластам и залежам. Суммарные запасы нефти составляют по категориям С1+В –

62556/20235 тыс.тонн (геологические/извлекаемые), по категории С2 – 6319/1213 тыс.тонн

Основным показателем изученности месторождения является величина:

$$E = \left( \frac{Q_{c1}}{Q_{c1} + Q_{c2}} \right) i,$$

где  $Q_{c1}$  – объем запасов  $i$  – го объекта по категории С1,

$Q_{c2}$  – объем запасов  $i$  – го объекта по категории С2,

$E$  – коэффициент разведанности.

Месторождение считается достаточно изученным, если величина  $E > 0,8$ , т.е. если процентное соотношение запасов категорий С1/С2 равно 80/20. Общее соотношение запасов по месторождению категорий С1/С2 равно 90,8/9,2, т.е. коэффициент изученности  $E = 0,908$ .

#### **4.2. Обоснование этажей разведки**

В результате проведенных ранее геологоразведочных работ на Кустовом месторождении выявлено 11 подсчетных объектов: пласты АС4-0, АС4-1(верх), АС4-1(низ) (сангопайская свита), пласты ВС10-1, ВС10-3, ВС11-0, ВС11-1, ВС11-2, Ач1-3, (сортымская свита), пласт ЮС0-1 (баженовская свита) и пласт ЮС1-1 (васюганская свита).

Таким образом, четко выделяются три этажа нефтеносности: верхнеготерив-барремский, верхневаланжинский и верхнеюрский. Проектируемые поисково-оценочные работы направлены на продуктивные горизонты ВС10, ВС11- верхневаланжинский этаж нефтеносности.

#### **4.3. Система размещения скважин**

Для решения поставленных задач предусматривается бурение 2-х независимых поисковых скважин с выполнением задач поиска нефтяных залежей путем проведения комплекса ГИС, отбора керна, опробования в открытом и испытания в обсаженном стволе.

#### 4.4 Отбор керна и шлама

Для изучения литологической характеристики пластов и физических свойств пластов коллекторов, уточнения стратиграфических границ, эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, положения ВНК, а также для изучения подсчетных параметров в лабораториях проектируется отбор керна. Интервалы отбора керна приведены в таблице 4.4.1. Отбор керна предусматривается только в продуктивных интервалах с учетом изучения покрывающих и подстилающих пород (3 м над кровлей проницаемой части пласта и 5 м ниже последнего проница

#### 4.5 Продолжительность проектируемых работ

Продолжительность строительства разведочной скважины глубиной 2320 м, включая подготовительные, дорожные и рекультивационные работы, составляет 185 дней.

Более подробно перечень работ с планируемыми сроками их выполнения приведен в таблице 4.5.1.

#### 4.6 Окупаемость проекта

Разработка каждого месторождения должна проектироваться на современной научно – технической основе, реализовываться с современным научным сопровождением, обеспечивающим получение максимума прибыли при приемлемых для недропользователя сроках окупаемости капитальных вложений, достижения утвержденных значений нефтеотдачи и соблюдении правил охраны недр и окружающей среды.

**ЧТС** представляет собой разницу суммы дисконтированного денежного потока и дисконтированной суммы инвестиций. Если  $ЧТС > 0$ , то проект следует принять;

**Индекс доходности инвестиций** и ЧТС связаны между собой, т.к. рассчитываются оперируя одними и теми же величинами:

$$PI = \text{Сумма ДДП} / \text{сумма инвестиций};$$

где ДДП – дисконтированные денежные потоки;

$PI > 1$ , то проект следует принять

**Окупаемость** показывает, сколько времени требуется для возмещения первоначальных расходов. Год, в котором происходит перекрытие суммой денежных потоков инвестиций и будет сроком окупаемости.

**Внутренний коэффициент окупаемости** инвестиций является ставкой дисконтирования, при которой эффект от инвестиций (т.е. ЧТС) равен 0.

Основные качественные параметры оценки инвестиций:

**ЧТС = 269 534 тысруб > 0**

**Индекс доходности инвестиций = 3,45 > 0**

**Индекс доходности затрат = 2,03**

**Дисконтированный срок окупаемости = 2,1**

**Внутренняя норма доходности 104% > 15%**

Учитывая что величины параметров оценки инвестиций больше 0 проект может быть принят к реализации. Расчеты денежных потоков сведены в таблицу

## Заключение

В процессе написания дипломной работы, мной совместно с научным руководителем был проведен следующий объем исследований:

- было изучено геологическое строение пластов БС 10-11 Южной части 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 запасов нефти в промышленные категории на недоразведанных участках;
- выяснить являются ли промышленно нефтеносными отдельные участки пластов БС10-1, БС11-1, БС11-2;
- установить ВНК в залежах, где он не установлен и принят как предполагаемый, и более надежно обосновать положения контуров нефтеносности, где они не подтверждены бурением и приняты условно.

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