

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«КЕРОГЕН»**

УДК 622.013  
№ государственной регистрации б/н  
Инв. №

УТВЕРЖДАЮ

Директор  
ООО «Кероген»

\_\_\_\_\_ **В.Э. Сова**

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**ОТЧЕТ**

Инвестиционный проект освоения нефтяных залежей  
Кучерлинского участка недр

Ставрополь, 2019

**РЕФЕРАТ**

Отчет 138 с., 33 рис., 48 табл., 42 источника.

**ПЕРСПЕКТИВНЫЙ УЧАСТОК НЕДР, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА, ПРОГНОЗНЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, ОБЪЕМ ИНВЕСТИЦИЙ, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ**

*Объект исследования* – Кучерлинский участок недр Ставропольского края.

*Цель работы* – оценка рентабельности инвестиций в освоение нефтяных залежей перспективного участка недр.

*Методы исследования* – сбор, анализ, интерпретация и систематизация результатов разведочного бурения, первичных геофизических исследований, исследований кернов; геолого-гидродинамическое моделирование изучаемого объекта; анализ экономических показателей освоения перспективного участка.

*Полученные результаты* – обоснована нефтеносность отложений палеоцена и датского яруса верхнего мела в пределах Кучерлинского участка недр, произведена оценка прогнозных запасов нефти и рентабельности инвестирования в их освоение.

*Область применения* – инвестирование в освоение нефтяных залежей Кучерлинского участка недр.

**СОДЕРЖАНИЕ**

|   |     |
|---|-----|
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 11  |
| 1 Общие сведения об объекте инвестирования.....   | 13  |
| 2 Обоснование нефтеносности Кучерлинского участка недр .....  | 16  |
| 3 Подсчет прогнозных запасов нефти по объекту инвестирования.....   | 55  |
| 4 Расчет прогнозных параметров минимально рентабельного варианта<br>разработки объекта инвестирования ..... | 82  |
| 5 Оценка рентабельности инвестиций .....  | 93  |
| 5.1 Оценка общего объема инвестиций .....   | 95  |
| 5.1.1 Затраты на разликвидацию и обустройство скважин .....   | 95  |
| 5.1.2 Затраты на оснащение административной службы.....   | 98  |
| 5.1.3 Затраты на оснащение геологической службы .....   | 99  |
| 5.1.4 Затраты на оснащение цеха добычи и транспортировки нефти. ....  | 99  |
| 5.1.5 Затраты на оснащение цеха подготовки и собственной<br>переработки нефти .....                         | 100 |
| 5.1.6 Затраты на оснащение отдела реализации нефти и<br>нефтепродуктов.....                                 | 101 |
| 5.1.7 Итоговый объем инвестиций для реализации проекта .....  | 101 |
| 5.2 Прогнозные объемы выручки при реализации проекта.....   | 102 |
| 5.3 Оценка эксплуатационных затрат и себестоимости продукции .....  | 106 |
| 5.3.1 Оценка фонда оплаты труда.....  | 106 |
| 5.3.2 Эксплуатационные затраты по административной службе .....   | 108 |
| 5.3.3 Эксплуатационные затраты по геологической службе.....   | 108 |
| 5.3.4 Эксплуатационные затраты по цеху добычи и транспортировки<br>нефти .....                              | 109 |
| 5.3.5 Эксплуатационные затраты по цеху подготовки и собственной<br>переработки нефти .....                  | 111 |
| 5.3.6 Эксплуатационные затраты по отделу реализации нефти и<br>нефтепродуктов.....                          | 112 |
| 5.3.7 Итоговая оценка годовой себестоимости добычи и переработки<br>сырья.....                              | 113 |

|  |     |
|--|-----|
| 5.4 Итоговая оценка экономических показателей инвестиционного<br>проекта ..... | 113 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 132 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....   | 134 |

## СПИСОК ТАБЛИЦ

|      |   |    |
|------|---|----|
| 2.1  | Расшифровка зондов первичного каротажа . . . . .  | 17 |
| 2.2  | Общая литолого-стратиграфическая характеристика разреза Кучерлинского участка недр. . . . .         | 19 |
| 2.3  | Значения коэффициентов бурового раствора . . . . .  | 22 |
| 2.4  | Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 1 Кучерлинской . . . . . | 31 |
| 2.5  | Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 3 Кучерлинской . . . . . | 32 |
| 2.6  | Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 5 Кучерлинской . . . . . | 32 |
| 2.7  | Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 11 Кучерлинской. . . . . | 33 |
| 2.8  | Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 12 Кучерлинской. . . . . | 34 |
| 2.9  | Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 14 Кучерлинской. . . . . | 35 |
| 2.10 | Результаты исследования образца керна из скважины № 7 Благодарненского участка недр . . . . .       | 36 |
| 2.11 | Результаты инверсии показаний БКЗ по отложениям палеоцена скважины № 1 Кучерлинской. . . . .        | 38 |
| 2.12 | Результаты исследования по методу пиролиза образца керна палеоценовых отложений. . . . .            | 43 |
| 2.13 | Компонентный состав продуктов пиролиза образца керна палеоценовых отложений . . . . .               | 43 |
| 2.14 | Параметры пиролиза, характеризующие качество материнской породы . . . . .                           | 44 |
| 2.15 | Параметры пиролиза, характеризующие тип керогена. . . . .   | 44 |
| 2.16 | Параметры пиролиза, характеризующие степень термической зрелости органического вещества. . . . .    | 44 |

|      |   |     |
|------|---|-----|
| 2.17 | Результаты испытания скважины № 22 Прасковейской Чепаковского месторождения. Возраст отложений: палеоцен. Интервалы перфорации: 2550-2561; 2568-2576 м. ....                            | 54  |
| 3.1  | Стратиграфические разбивки по скважинам Кучерлинского участка ..  | 56  |
| 3.2  | Фильтрационно-емкостные параметры по скважинам Кучерлинского участка .....  | 57  |
| 3.3  | Прогнозные значения пластовых давлений и температур по пластам I, II палеоцена и датскому ярусу. ....   | 76  |
| 3.4  | Результаты лабораторных исследований глубинной пробы нефти из скважины № 22 Прасковейской Чепаковского месторождения и прогнозные параметры пластовой нефти по Кучерлинскому участку .. | 77  |
| 3.5  | Прогнозные запасы нефти. ....   | 81  |
| 4.1  | Результаты расчета параметров минимально рентабельного варианта разработки объекта инвестирования .....   | 91  |
| 5.1  | Затраты на разликвидацию и обустройство скважин. ....   | 96  |
| 5.2  | Затраты на оснащение административной службы. ....  | 99  |
| 5.3  | Затраты на оснащение геологической службы .....   | 99  |
| 5.4  | Затраты на оснащение цеха добычи и транспортировки нефти. ....  | 100 |
| 5.5  | Затраты на оснащение цеха подготовки и собственной переработки нефти .....  | 101 |
| 5.6  | Затраты на оснащение отдела реализации нефти и нефтепродуктов ...   | 101 |
| 5.7  | Итоговый объем инвестиций для реализации проекта. ....  | 102 |
| 5.8  | Ценовая политика, предлагаемая для реализации проекта .....   | 103 |
| 5.9  | Результаты фракционной разгонки пробы нефти из скважины № 22 Прасковейской .....  | 104 |
| 5.10 | Прогнозные объемы выручки при реализации проекта .....  | 105 |
| 5.11 | Предполагаемый размер фонда оплаты труда .....  | 107 |
| 5.12 | Эксплуатационные затраты по административной службе .....   | 108 |
| 5.13 | Эксплуатационные затраты по геологической службе. ....  | 109 |
| 5.14 | Эксплуатационные затраты по цеху добычи и транспортировки нефти   | 110 |
| 5.15 | Эксплуатационные затраты по цеху подготовки и собственной переработки нефти .....   | 111 |

|      |   |     |
|------|---|-----|
| 5.16 | Эксплуатационные затраты по отделу реализации нефти и нефтепродуктов . . . . .                      | 112 |
| 5.17 | Итоговая годовая себестоимость добычи и переработки сырья. . . . .                                  | 113 |
| 5.18 | Ставки налогов и акцизов при реализации инвестиционного проекта. .                                  | 114 |
| 5.19 | Динамика оптовых цен и выручки при реализации проекта освоения Кучерлинского участка недр . . . . . | 117 |
| 5.20 | Начальная стоимость основных средств . . . . .  | 118 |
| 5.21 | Объем транспортного налога при реализации проекта . . . . .   | 119 |
| 5.22 | Размеры ежегодных платежей за пользование недрами и аренду земельных участков. . . . .              | 120 |
| 5.23 | Размеры платежей за рассеивание попутного газа. . . . .   | 122 |
| 5.24 | Итоговые экономические показатели инвестиционного проекта. . . . .                                  | 123 |
| 5.25 | Оценка эффективности инвестиций по коэффициенту Шарпа . . . . .                                     | 128 |

## СПИСОК РИСУНКОВ

|      |   |    |
|------|---|----|
| 1.1  | Схема расположения объекта инвестирования. . . . .  | 15 |
| 2.1  | Сводный планшет методов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 11 Кучерлинской. . . . .                         | 18 |
| 2.2  | График для пересчета эквивалентного сопротивления пластовой воды в истинное. . . . .                            | 23 |
| 2.3  | Сводный планшет методов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 5 Кучерлинской. . . . .                          | 27 |
| 2.4  | Схема расположения разведочных скважин использованных для подтверждения нефтеносности. . . . .                  | 28 |
| 2.5  | Общий вид образцов горной породы из отложений палеоцена скважины № 7 Благодарненской. . . . .                   | 37 |
| 2.6  | Общий вид образца горной породы использованного для анализа методом пиролиза. . . . .                           | 41 |
| 2.7  | Нефтепроявления на устье скважины № 7 Сельской. . . . .   | 42 |
| 2.8  | Схема формирования турбидитов мутьевыми потоками. . . . .   | 48 |
| 2.9  | Карта литофаций и мощностей палеоценовой эпохи (составил Ю.Н. Швембергер под редакцией М.С. Бурштара) . . . . . | 49 |
| 2.10 | Карта литофаций и мощностей датского века (составила А.Д. Гурова под редакцией М.С. Бурштара) . . . . .         | 50 |
| 2.11 | Седиментационная колонка для отложений мелководных морей . . . . .  | 51 |
| 3.1  | Поперечное сечение поверхности проходящей через значения данных. . . . .  | 59 |
| 3.2  | Сравнение методов РБФ и обратных взвешенных расстояний . . . . .  | 60 |
| 3.3  | Структурная карта по кровле I пласта палеоцена . . . . .  | 61 |
| 3.4  | Структурная карта по кровле II пласта палеоцена. . . . .  | 62 |
| 3.5  | Структурная карта по кровле датского яруса. . . . .   | 63 |
| 3.6  | Карта общих толщин I пласта палеоцена . . . . .   | 65 |
| 3.7  | Карта отношений толщин I пласта палеоцена. . . . .  | 66 |
| 3.8  | Карта общих толщин II пласта палеоцена. . . . .   | 67 |

|      |   |    |
|------|---|----|
| 3.9  | Карта отношений толщин II пласта палеоцена. . . . .   | 68 |
| 3.10 | Карта общих толщин датского яруса. . . . .  | 69 |
| 3.11 | Карта отношений толщин датского яруса. . . . .  | 70 |
| 3.12 | Общий вид геолого-гидродинамической модели пластов I, II палеоцена и датского яруса. . . . .            | 72 |
| 3.13 | Распределение значений пористости по каркасу модели. . . . .  | 73 |
| 3.14 | Распределение значений проницаемости по каркасу модели . . . . .  | 74 |
| 4.1  | Кривые фазовых проницаемостей по пласту I палеоцена . . . . .   | 85 |
| 4.2  | Кривые фазовых проницаемостей по пласту II палеоцена . . . . .  | 86 |
| 4.3  | Кривые фазовых проницаемостей по датскому ярусу . . . . .   | 87 |
| 4.4  | Поле относительной фазовой проницаемости по нефти в трехфазной системе для пласта I палеоцена . . . . . | 89 |
| 4.5  | Поле относительной фазовой проницаемости по нефти в трехфазной системе для пласта II палеоцена. . . . . | 90 |
| 4.6  | Поле относительной фазовой проницаемости по нефти в трехфазной системе для датского яруса . . . . .     | 90 |
| 5.1  | Организационная структура ООО «Кероген» для реализации инвестиционного проекта. . . . .                 | 94 |

**ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

В настоящем отчете применены следующие обозначения и сокращения:

|       |   |
|-------|---|
| АВПД  | - аномально-высокое пластовое давление;   |
| БКЗ   | - боковое каротажное зондирование;  |
| ВНК   | - водо-нефтяной контакт;  |
| ГДИ   | - гидродинамические исследования;   |
| ГИС   | - геофизические исследования скважин;   |
| ГРР   | - геологоразведочные работы;  |
| д.е.  | - доли единицы;   |
| КИПиА | - контрольно-измерительные приборы и автоматика;  |
| ЛУ    | - лицензионный участок;   |
| НГК   | - нейтронный гамма каротаж;   |
| НДПИ  | - налог на добычу полезных ископаемых;  |
| НДС   | - налог на добавленную стоимость;   |
| НДФЛ  | - налог на доходы физических лиц;   |
| НК    | - налоговый кодекс;   |
| НКТ   | - насосно-компрессорные трубы;  |
| ООО   | - общество с ограниченной ответственностью;   |
| ПС    | - поляризация самопроизвольная;   |
| РБФ   | - радиально-базисная функция;   |
| РФ    | - Российская Федерация;   |
| С.У.  | - стандартные условия (давление 1,0332 кгс/см <sup>2</sup> и температура плюс 20 °С);             |
| США   | - Соединенные Штаты Америки;  |
| УВ    | - углеводороды;   |
| ФА    | - фонтанная арматура;   |
| ФЕС   | - фильтрационно-емкостные свойства;   |
| ФОТ   | - фонд оплаты труда;  |
| ЭВМ   | - электронно-вычислительная машина;   |
| GSM   | - Global System for Mobile Communications (глобальный стандарт цифровой мобильной сотовой связи); |
| PVT   | - pressure volume temperature (связь давление-объем-температура).                                 |

## ВВЕДЕНИЕ

Ставропольский край является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов страны. На текущий момент большая часть его месторождений выработана, а перспективы открытия новых залежей углеводородов считаются практически исчерпанными. Однако выполненные нами исследования позволяют говорить о возможности существования не обнаруженных ранее залежей в толщах нефтематеринских пород, приуроченных к Северо-Ставропольскому тектоническому элементу.

В середине прошлого века аналогичные залежи были выявлены в пределах Прикумско-Тюленевского (Прасковейское, Ачикулакское, Озек-Суат и ряд других месторождений) и Чернолесского (Журавское, Воробьевское) тектонических элементов. Однако эти открытия носили в большей степени спонтанный характер из-за отсутствия выработанного и единого подхода к петрофизической оценке приуроченных коллекторов по материалам геофизических исследований. В тоже время накопленный опыт изучения глинистых коллекторов, а также результаты его внедрения при оценке залежей Журавско-Воробьевской зоны нефтегазонакопления, позволили пересмотреть имеющиеся материалы ГИС по глубоким скважинам разведочных и законченных разработкой структур и выявить перспективные объекты для дальнейшей доразведки и испытания.

В рамках данной работы были рассмотрены палеоценовые отложения Кучерлинского газового месторождения Ставропольского края. Несмотря на установление нефтеносности данных отложений в пределах Прикумско-Тюленевского тектонического элемента и положительные признаки углеводородонасыщения по материалам первичных ГИС, оценка и их испытание в пределах Кучерлинского участка недр, приуроченного к Северо-Ставропольскому тектоническому элементу, не производились. Однако результаты выполненного нами анализа материалов ГИС с использованием апробированной на глинистых коллекторах Журавско-Воробьевской зоны нефтегазонакопления интерпретационной методики, а также исследования кернового материала указывают на наличие нефтенасыщенных коллекторов в палеоценовых отложениях Кучерлинского месторождения.

Выполненные же технологические и экономические расчеты позволяют говорить об экономической привлекательности освоения перспективных коллекторов палеоцена в пределах Кучерлинского участка недр.

## 1 Общие сведения об объекте инвестирования

Глубокое разведочное бурение на Кучерлинском участке недр Ставропольского края осуществлялось с конца 50-х до начала 70-х годов прошлого века. Целевым объектом глубокого бурения являлись нижнемеловые отложения, промышленная газоносность которых была установлена в пределах Северо-Ставропольского тектонического элемента на Мирненском, Сельском и ряде других месторождений.

После отрицательных результатов испытаний нижнемеловых отложений большинство глубоких разведочных скважин (глубиной до 3000 м) было ликвидировано, залегающие на глубинах от 330 до 450 м газовые залежи верхнемайкопских отложений с запасами оценивающимися в 1 млрд м<sup>3</sup> в разработку не вводились, поскольку на момент подсчета (1968 г) были признаны не промышленными<sup>1,2</sup>. Низкие дебиты газа не превышающие 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а также отсутствие газовых коммуникаций привели к полному отсутствию интереса к разработке этих залежей со стороны крупных недропользователей. На данный момент Кучерлинское газовое месторождение находится в нераспределенном фонде недр.

Испытание нижнепалеогеновых отложений (промышленная нефтеносность которых была установлена на соседних Воробьевском, Журавском и Прасковейском месторождениях) в глубоких разведочных скважинах Кучерлинского участка недр, не осуществлялось.

На текущий момент пересмотр первичного материала геофизических исследований с целью поиска и оценки перспективных нефтяных залежей в нижнепалеогеновых отложениях не осуществлялся.

В тоже время проведенный ООО «Кероген» анализ материалов первичных ГИС, а также исследования кернов из соответствующих интервалов глубоких разведочных скважин позволяют говорить о наличии нефтяных залежей в нижнепалеогеновых отложениях Кучерлинского участка недр, что более детально

---

<sup>1</sup> Бурштар М. С. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. Под ред. М. С. Бурштара. М.: Недра, 1966. 424 с.

<sup>2</sup> Васильев В. Г. Газовые месторождения СССР. Под ред. В. Г. Васильева. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1968. 688 с.

будет рассмотрено в Главе 2.

В качестве объекта инвестирования мы рассматриваем Кучерлинский участок недр, схема расположения которого представлена на рисунке 1.1.

Перспективный участок оконтуривает 6 глубоких разведочных скважин, которые могут быть использованы для освоения прогнозных залежей. Он располагается в 8 километрах от Мирненского газоконденсатного месторождения и в 13 километрах от Благодарненского перспективного участка недр рассмотренного ранее в «Инвестиционном проекте освоения нефтяных залежей Благодарненского перспективного участка»<sup>3</sup>. Ближайшими райцентрами являются города Благодарный (31 км) и Светлоград (54 км). Через участок проходит асфальтированное шоссе, соединяющее город Светлоград и село Кучерла с трассой Благодарный-Арзгир.

Участок расположен на территории Туркменского района Ставропольского края. Рельеф перспективного участка представлен слабовсхолмленной равниной с постоянным падением высот, пересечённой балками.

Климат района континентальный, средняя температура в летний период составляет плюс 30 °С, в зимний – до минус 18 °С.

Наибольший удельный вес в экономике рассматриваемого района имеет сельское хозяйство.

---

<sup>3</sup> Инвестиционный проект освоения нефтяных залежей Благодарненского перспективного участка: отчет о НИР: ООО «Кероген»; рук.: Сова В. Э.; исполн.: Сова В. Э. Ставрополь, 2018.

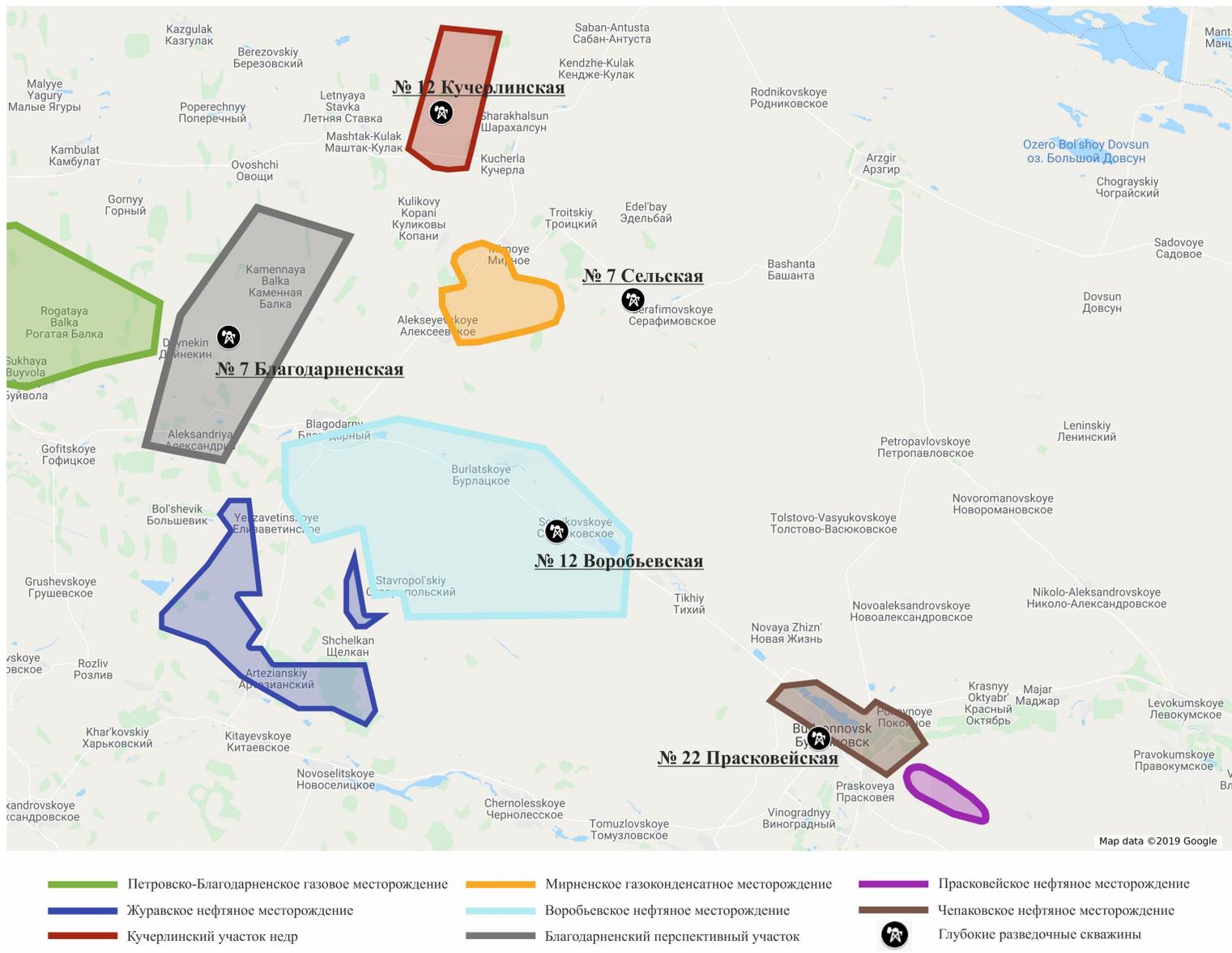


Рисунок 1.1 – Схема расположения объекта инвестирования

## 2 Обоснование нефтеносности Кучерлинского участка недр

Для обоснования нефтеносности отложений нижнего палеогена нами была проведена интерпретация материалов первичных ГИС по глубоким разведочным скважинам находящимся как в пределах Кучерлинского участка, так и за его пределами. Дополнительно были привлечены исследования кернов, отобранных из отложений палеоцена соседних структур.

Наиболее полный комплекс геофизических исследований, включающий: боковое каротажное зондирование, метод самопроизвольной поляризации, гамма и нейтронный гамма каротажи, резистивиметрию, кавернометрию и термометрию, был проведен в скважинах № 1, 11, 12 и 14 Кучерлинских.

Типовой планшет полного комплекса ГИС по разрезу палеоцена скважины № 11 Кучерлинской приведен на рисунке 2.1, расшифровка зондов и единицы измерения даны в таблице 2.1. Общая характеристика разреза Кучерлинского участка недр представлена в таблице 2.2.

Интерпретация материалов полного комплекса ГИС осуществлялась согласно петрофизической модели, предложенной в работе<sup>4</sup>. Глинистость горных пород рассчитывалась по данным гамма каротажа с помощью линейного выражения<sup>5,6</sup>:

$$V_{\text{гл.}} = \frac{I - I_{\text{чист.}}}{I_{\text{гл.}} - I_{\text{чист.}}}, \quad (2.1)$$

- где  $V_{\text{гл.}}$  - глинистость по методу гамма каротажа, д.е.;
- $I$  - показания кривой гамма каротажа напротив интерпретируемого интервала, мкР/ч;
- $I_{\text{чист.}}$  - минимальные показания в пределах изучаемого разреза, принимаемые за показания напротив чистого пласта, мкР/ч;

<sup>4</sup> Сова В. Э., Сова Э. В., Титоров М. Ю. Петрофизическая модель насыщения глинистых коллекторов Журавско-Воробьевской зоны нефтегазонакопления Ставропольского края // Нефтегазовое дело. Уфа: ФГБОУ ВО УГНТУ, 2016. Том 14. № 3. С. 31-39.

<sup>5</sup> Добрынин В. М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник. Под ред. В. М. Добрынина. М.: Недра, 1988. 476 с.

<sup>6</sup> Log Interpretation Principles & Applications. Sugar Land: Schlumberger Wireline & Testing, 1998. 241 p.

$I_{гд.}$  - максимальные показания в пределах изучаемого разреза, принимаемые за показания напротив интервала глин, мкР/ч.

Таблица 2.1 – Расшифровка зондов первичного каротажа

| Аббревиатура метода | Краткое описание   | Единицы измерения |
|---------------------|--|-------------------|
| A0,5M0,1N           | Подошвенный градиент-зонд размера A0,5M0,1N                                  | Ом·м              |
| A1,0M0,1N           | Подошвенный градиент-зонд размера A1,0M0,1N                                  | Ом·м              |
| A2,0M0,5N           | Подошвенный градиент-зонд размера A2,0M0,5N                                  | Ом·м              |
| A4,0M0,5N           | Подошвенный градиент-зонд размера A4,0M0,5N                                  | Ом·м              |
| A8,0M1,0N           | Подошвенный градиент-зонд размера A8,0M1,0N                                  | Ом·м              |
| Гамма               | Гамма каротаж  | мкР/ч             |
| ПС1                 | Метод поляризации самопроизвольной, скорректированный на смещение линии глин | мВ                |
| Нейтр. пористость   | Пористость из показаний нейтронного гамма каротажа (НГК)                     | д.е.              |
| Температура         | Термометрия  | °С                |
| Каверномер          | Кавернометрия  | мм                |

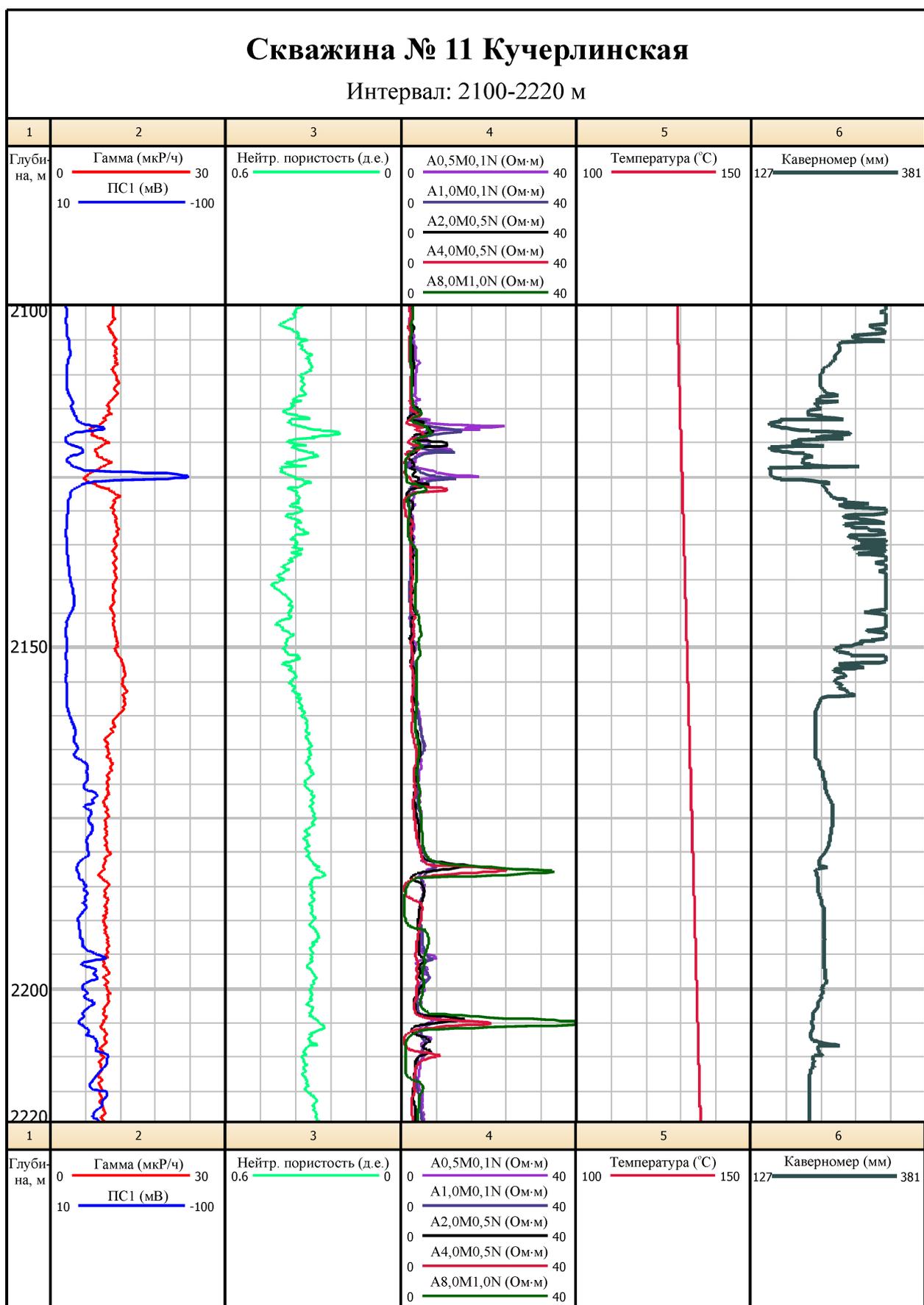


Рисунок 2.1 – Сводный планшет методов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 11 Кучерлинской

Таблица 2.2 – Общая литолого-стратиграфическая характеристика разреза Кучерлинского участка недр

| Отдел, ярус, горизонт          | Литологическая характеристика пород   | Глубина кровли, м | Толщина, м |
|--------------------------------|---|-------------------|------------|
| Четвертичная система + плиоцен | Желто-бурые глины и суглинки  | 0                 | 1-50       |
| Неогеновая система             |   |                   |            |
| Сармат                         | Глины серые, плотные, содержащие прослой песков, песчаников и мергелей  | 50                | 16-159     |
| Конк                           | Глины серые, песчанистые с прослоями песка серого, карбонатного   | 209               | 45-116     |
| Караган                        | Глины коричневато-серые, зеленовато-серые, песчанистые с прослоями мергелей   | 325               | 37-105     |
| Чокрак                         | Глина зеленовато-серая, песчанистая, слюдистая, известковистая с прослоями мергелей, известняков и песчаников   | 430               | 50-77      |
| Палеогеновая система           |   |                   |            |
| Майкоп                         | Глины серые с буроватым или зеленоватым оттенком, не известковистые. В верхней части развиты песчано-алевролитовые слои, к которым приурочены залежи газа | 507               | 930-1290   |
| Хадум                          | Глины коричневато-бурые с признаками серого слюдистого алевролита и прослойками темно-серых, глинистых алевролитов  | 1797              | 50-77      |
| Белоглинская серия             | Мергели светло-серые, зеленовато-серые, сильно известковистые глины   | 1874              | 12-18      |
| Кумская серия                  | Темно-коричневые мергели, известняки, глины известковистые  | 1892              | 7          |
| Керестинская серия             | Мергели светло-серые с зеленоватым оттенком   | 1899              | 5          |
| Черкесская серия               | Песчаники, алевролиты и аргиллиты   | 1904              | 260-340    |
| Палеоцен                       | Песчаники, алевролиты и аргиллиты   | 2244              | 200-210    |
| Меловая система                |   |                   |            |
| Верхний мел                    | Известняки светло-серые до белых с прослоями глинистых серых, зеленовато-серых мергелей   | 2454              | 210        |
| Нижний мел                     | Песчаники, алевролиты и аргиллиты   | 2664              | 250        |
| Палеозойская эратема           |   |                   |            |
| Палеозой                       | Черные глинистые сланцы со следами филлитизации   | 2914              | -          |

Открытая пористость коллектора рассчитывалась исходя из общей пористости по методу нейтронного гамма каротажа с учетом глинистости коллектора<sup>7,8</sup>:

$$\varphi = \omega - (V_{\text{гл.}} \cdot \omega_{\text{гл.}}), \quad (2.2)$$

- где  $\varphi$  - открытая пористость по данным нейтронного метода, д.е.;
- $\omega$  - показания кривой нейтронного каротажа напротив интерпретируемого интервала, переведенные в единицы пористости по данным калибровочных палеток (водородный индекс пласта по методу НГК), д.е.;
- $\omega_{\text{гл.}}$  - показания кривой нейтронного каротажа напротив интервала глин, переведенные в единицы пористости по данным калибровочных палеток (водородосодержание глин по методу НГК), д.е.

Определение сопротивления пластовых вод производилось с помощью показаний кривой ПС напротив мощного наименее заглинизированного водонасыщенного интервала согласно методике описанной в источнике<sup>9</sup>.

Для этого из статического потенциала ПС напротив мощного наименее заглинизированного водонасыщенного пласта определяется отношение эквивалентных сопротивлений фильтра бурового раствора и пластовой воды согласно выражению:

$$\text{СПС} = K_c \log(R_{\text{ф.экв.}}/R_{\text{в.экв.}}), \quad (2.3)$$

$$K_c = 65 + 0,24 \cdot t, \quad (2.4)$$

- где СПС - статический потенциал самопроизвольной поляризации, мВ;
- $K_c$  - электрохимический коэффициент самопроизвольной

<sup>7</sup> Добрынин В. М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. С. 128-140.

<sup>8</sup> Log Interpretation Principles & Applications. P. 5/17-5/24.

<sup>9</sup> Ibid. P. 4/1-4/3.

- поляризации, мВ;
- $R_{\text{ф.экв.}}$  - эквивалентное удельное сопротивление фильтра бурового раствора, Ом·м;
- $R_{\text{в.экв.}}$  - эквивалентное удельное сопротивление пластовой воды, Ом·м;
- $t$  - пластовая температура, °С.

Эквивалентное сопротивление фильтра бурового раствора рассчитывается исходя из сопротивления фильтра бурового раствора при пластовой температуре:

$$R_{\text{ф.экв.}} = 0,85R_{\text{ф.}}, \quad (2.5)$$

где  $R_{\text{ф.}}$  - удельное сопротивление фильтра бурового раствора, Ом·м.

Удельное сопротивление фильтра бурового раствора может быть рассчитано из сопротивления раствора, указываемого в шапке каротажной диаграммы по выражению Овертона и Липсона<sup>10</sup>:

$$R_{\text{ф.}} = K_{\text{б.р.}} \cdot R_{\text{б.р.}}^{1,07}, \quad (2.6)$$

где  $K_{\text{б.р.}}$  - коэффициент бурового раствора;

$R_{\text{б.р.}}$  - удельное сопротивление бурового раствора, Ом·м.

Коэффициент бурового раствора определяется исходя из плотности бурового раствора, указываемой в шапке каротажной диаграммы, по данным таблицы 2.3<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> Log Interpretation Charts. Sugar Land: Schlumberger, 2009. 310 p.

<sup>11</sup> Ibid. P. 4.

Таблица 2.3 – Значения коэффициентов бурового раствора

| Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> | К <sub>б.р.</sub> |
|--|-------------------|
| 1,20   | 0,847             |
| 1,32   | 0,708             |
| 1,44   | 0,584             |
| 1,56   | 0,488             |
| 1,68   | 0,412             |
| 1,92   | 0,380             |
| 2,16   | 0,350             |

Зная эквивалентное сопротивление фильтрата бурового раствора и соотношение эквивалентных сопротивлений, рассчитывается эквивалентное сопротивление пластовой воды и по графику на рисунке 2.2 определяется истинное удельное сопротивление пластовой воды<sup>12</sup>.

На рисунке 2.2 сплошные кривые используются для определения истинного сопротивления минерализованных пластовых вод (минерализация выше 2000 мг/л), а штриховые линии – для определения истинного сопротивления слабоминерализованных пластовых вод (минерализация менее 2000 мг/л).

В среднем по скважинам Кучерлинского участка недр расчетное удельное сопротивление пластовой воды в интервале палеоцена при 25 °С составило 0,2 Ом·м, а расчетная минерализация – 33755 мг/л, что соответствует результатам изучения гидрогеологических условий отложений палеоцена, представленных в проектном документе на разработку соседнего Петровско-Благодарненского газового месторождения<sup>13</sup>, согласно которым минерализация пластовых вод палеоценовых отложений может достигать 44000 мг/л, а в целом по отложениям палеогена минерализация пластовых вод изменяется от 11000 до 44000 мг/л.

<sup>12</sup> Log Interpretation Charts. P. 51.

<sup>13</sup> Технологический проект разработки Петровско-Благодарненского газового месторождения: отчет о НИР: 01/ПРОЧ-НИОКР/0494/4ГДК/12.13/ОАО «СевКавНИПИГаз»; рук.: Ильченко Л. А.; исполн.: Гилеб Т. В. Ставрополь, 2013.

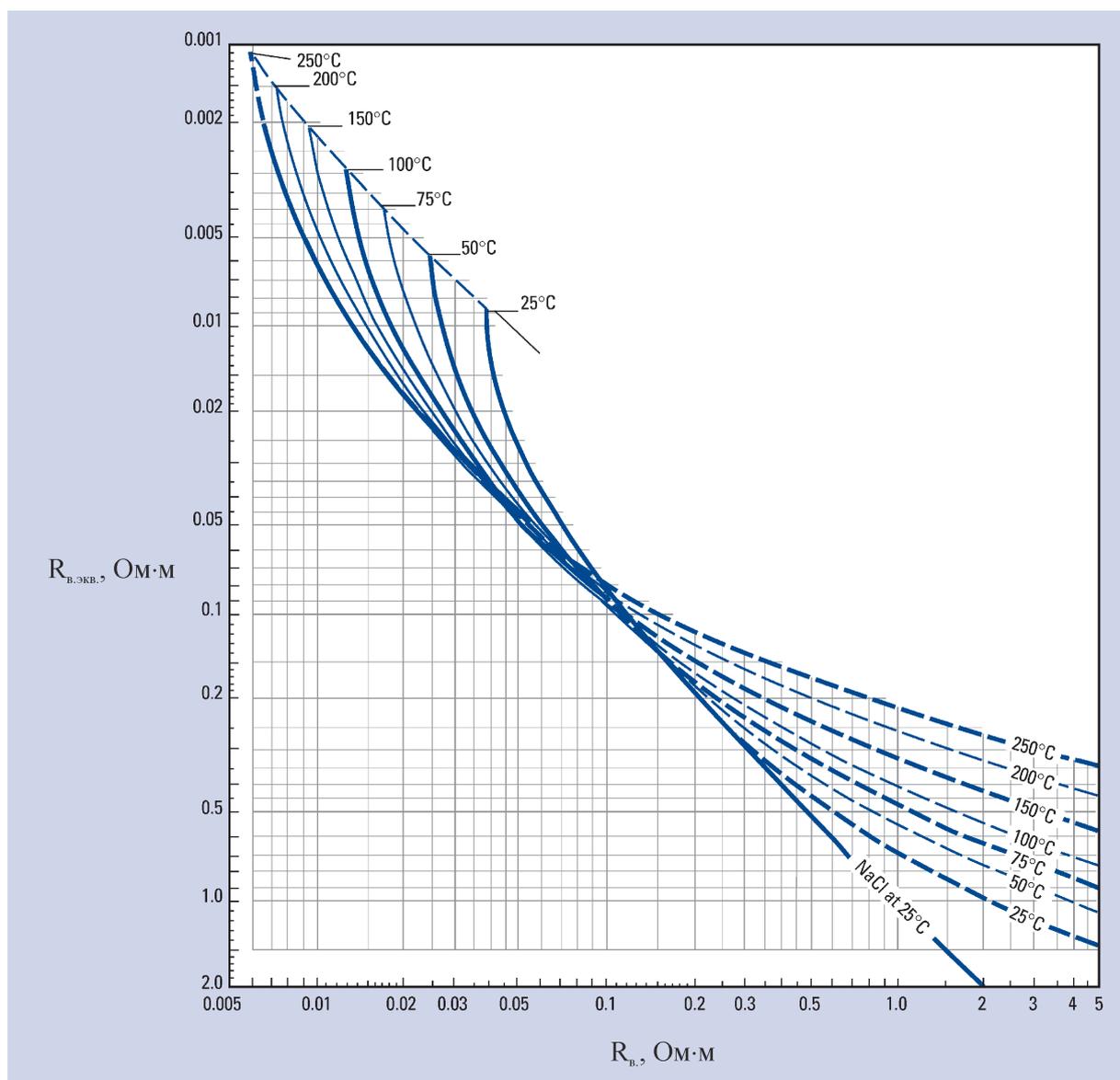


Рисунок 2.2 – График для пересчета эквивалентного сопротивления пластовой воды в истинное

Значение коэффициента водонасыщенности коллектора рассчитывалось по выражению Симонду, учитывающему глинистость коллектора и сопротивление глини<sup>14</sup>:

$$\frac{1}{R_{г.п.}} = \frac{\phi^m \cdot S_{в.}^n}{a \cdot R_{в.}} + \frac{V_{гл.} \cdot S_{в.}}{R_{гл.}}, \quad (2.7)$$

<sup>14</sup> Crain's Petrophysical Handbook // www.spec2000.net. 2018. URL: <https://www.spec2000.net/00-index.htm> (дата обращения: 15.03.2019).

- где  $R_{г.п.}$  - удельное сопротивление насыщенной горной породы, Ом·м;  
 $m$  - коэффициент цементации горной породы (в отсутствии данных специальных исследований кернов принимается равным 2);  
 $S_{в.}$  - водонасыщенность горной породы, д.е.;  
 $n$  - коэффициент насыщения (в отсутствии данных специальных исследований кернов принимается равным 2);  
 $a$  - коэффициент извилистости порового пространства (в отсутствии данных специальных исследований кернов принимается равным 1);  
 $R_{в.}$  - удельное сопротивление пластовой воды, Ом·м;  
 $R_{г.л.}$  - удельное сопротивление в интервале глин, Ом·м.

Удельное сопротивление насыщенной горной породы определялось путем инверсии показаний разноглубинных зондов БКЗ, а значение удельного сопротивления глин считывалось по полученной кривой в интервале глин.

Прогнозное значение проницаемости коллекторов рассчитывалось по аналогии с Благодарненским участком согласно корреляции Тимура<sup>15,16</sup>:

$$k = 8581 \frac{\varphi^{4,4}}{S_{в.ост.}^2}, \quad (2.8)$$

- где  $k$  - проницаемость коллектора, мД;  
 $\varphi$  - открытая пористость, д.е.;  
 $S_{в.ост.}$  - реликтовая водонасыщенность коллектора, д.е.

Для оценки выдержанности нефтенасыщенных коллекторов в пределах Кучерлинского участка помимо скважин с полным комплексом ГИС нами были

<sup>15</sup> Петерсилье В. И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 257 с.

<sup>16</sup> Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook, 2<sup>nd</sup> ed. Houston: Gulf Publishing Company, 2001. 1186 p.

проанализированы также доступные на момент составления инвестиционного проекта скважины с сокращенным набором ГИС.

Сокращенный комплекс ГИС, проведенный в скважинах № 3, 4, 5 Кучерлинских, включает в себя: боковое каротажное зондирование, метод самопроизвольной поляризации, кавернометрию и термометрию.

Анализ сокращенного комплекса ГИС заключался в основном в оценке нефтенасыщенности перспективных коллекторов, оценка глинистости и открытой пористости не производилась ввиду отсутствия кривых гамма и нейтронного гамма каротажа. Использование распространенной в Западной Сибири практики оценки пористости и глинистости коллекторов по кривым ПС в разрезе нижнепалеогеновых отложений невозможно ввиду отсутствия значимых отклонений кривой ПС в зонах коллекторов. Такое поведение является характерным для залежей нижнемайкопских отложений соседних Журавского и Воробьевского месторождений<sup>17</sup>, когда из коллекторов, не имеющих значимых отклонений по кривым ПС, были получены дебиты нефти до 100 м<sup>3</sup>/сут.

Одной из наиболее вероятных причин отсутствия значимых аномалий диаграммы ПС в нефтенасыщенных коллекторах нижнего палеогена является подавление амплитуды ПС углеводородами, присутствующими в коллекторе. Исследования, выполненные в работе<sup>18</sup>, показали, что снижение водонасыщенности интервала со 100 до 40 % может приводить к уменьшению потенциала самопроизвольной поляризации практически в 2,5 раза. Дальнейшее же снижение водонасыщенности до 10-20 % может приводить не только к еще большему снижению потенциала, но даже и к изменению его знака с отрицательного на положительный. Увеличение глинистости коллектора способствует еще большему подавлению амплитуды ПС углеводородами.

Предположение об отсутствии аномалий ПС из-за непроницаемости коллекторов опровергается фактическими замерами разноглубинными зондами БКЗ, которые свидетельствуют о наличии в пределах выявленных

---

<sup>17</sup> Сова В. Э., Сова Э. В., Титоров М. Ю. Петрофизическая модель насыщения глинистых коллекторов Журавско-Воробьевской зоны нефтегазоаккумуляции Ставропольского края. С. 31-39.

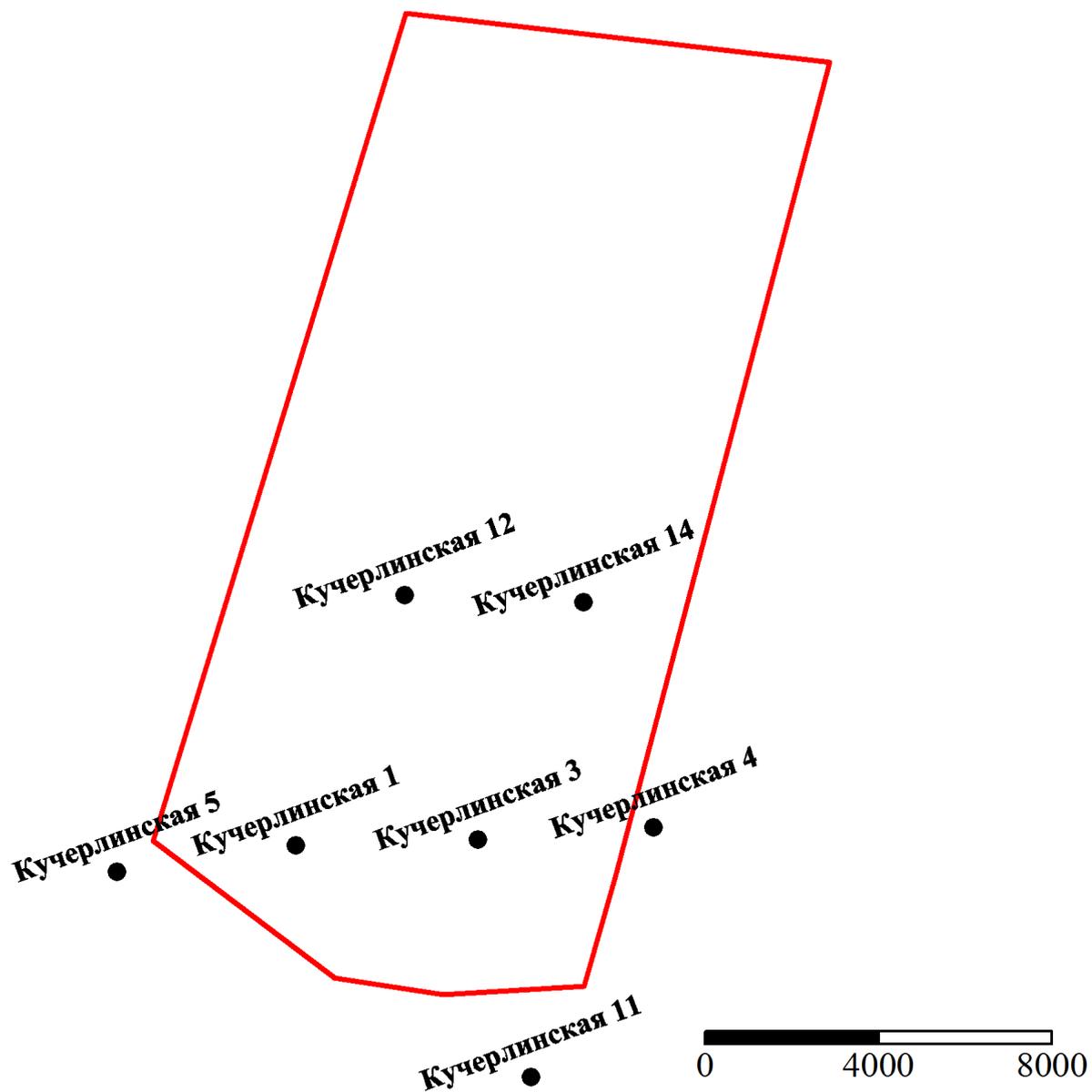
<sup>18</sup> McCall C. M., Von Genten W. D., Osoba J. S. The Effect Of Hydrocarbons On The SP Opposite Sands // SPWLA 12th Annual Logging Symposium. Dallas, 1971. P. 1-20.

нефтенасыщенных интервалов развитых зон проникновения фильтрата бурового раствора.

Типовой планшет ограниченного набора ГИС по разрезу палеоцена скважины № 5 Кучерлинской приведен на рисунке 2.3. Схема расположения разведочных скважин относительно объекта исследования показана на рисунке 2.4.



Рисунок 2.3 – Сводный планшет методов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 5 Кучерлинской



- Кучерлинский участок недр
- Кучерлинская 1 Глубокие разведочные скважины

Рисунок 2.4 – Схема расположения разведочных скважин использованных для подтверждения нефтеносности

Значение коэффициента водонасыщенности коллектора для скважин с ограниченным комплексом ГИС рассчитывалось по методу отношения сопротивлений<sup>19</sup>:

$$S_{в.} = \left( \frac{R_{п.з.}/R_{г.п.}}{R_{ф.}/R_{в.}} \right)^{5/8}, \quad (2.9)$$

- где  $S_{в.}$  - водонасыщенность горной породы, д.е.;
- $R_{п.з.}$  - удельное сопротивление промытой зоны коллектора, Ом·м;
- $R_{г.п.}$  - удельное сопротивление насыщенной горной породы, Ом·м;
- $R_{ф.}$  - удельное сопротивление фильтрата бурового раствора, Ом·м;
- $R_{в.}$  - удельное сопротивление пластовой воды, Ом·м.

Выражение (2.9) получено путем совместного решения уравнения Арчи для удаленной зоны пласта не затронутой проникновением и промытой зоны пласта<sup>20</sup>:

- для удаленной зоны пласта уравнение Арчи имеет вид

$$S_{в.}^n = \frac{aR_{в.}}{\varphi^m R_{г.п.}}; \quad (2.10)$$

- для промытой зоны пласта уравнение Арчи будет выглядеть следующим образом

$$S_{в.п.з.}^n = \frac{aR_{ф.}}{\varphi^m R_{п.з.}}; \quad (2.11)$$

- где  $S_{в.п.з.}$  - водонасыщенность в пределах промытой зоны, д.е.

Ранее в рамках выражения (2.7) было рассмотрено, что в случае отсутствия данных специальных исследований кернов коэффициенты  $a$ ,  $m$  и  $n$  принимают

<sup>19</sup> Log Interpretation Principles & Applications. P. 8/6-8/7.

<sup>20</sup> Ibid. P. 2/6.

значения 1, 2 и 2 соответственно. Учитывая, что мы рассматриваем удаленную зону и промытую зону одного и того же пласта, выражения (2.10) и (2.11) могут быть поделены друг на друга, а значения открытой пористости при этом сокращены<sup>21</sup>:

$$\left( \frac{S_{в.}}{S_{в.п.з.}} \right)^2 = \frac{R_{п.з.}/R_{г.п.}}{R_{ф.}/R_{в.}}. \quad (2.12)$$

Согласно данным источника<sup>22</sup> для большинства практических случаев справедливо выражение:

$$S_{в.п.з.} = S_{в.}^{1/5}. \quad (2.13)$$

Объединяя выражения (2.12) и (2.13) получим:

$$\left( \frac{S_{в.}}{S_{в.}^{1/5}} \right)^2 = S_{в.}^{8/5} = \frac{R_{п.з.}/R_{г.п.}}{R_{ф.}/R_{в.}}. \quad (2.14)$$

Используя правила действия со степенями, мы получим искомое выражение (2.9), которое позволяет оценить водонасыщенность интервала при отсутствии данных о глинистости и открытой пористости.

Удельное сопротивление промытой зоны, аналогично удельному сопротивлению насыщенной горной породы, определяется путем инверсии показаний разноглубинных зондов БКЗ.

Результаты интерпретации материалов ГИС по доступным разведочным скважинам представлены в таблицах 2.4-2.9.

<sup>21</sup> Log Interpretation Principles & Applications. P. 2/6.

<sup>22</sup> Ibid.

Таблица 2.4 – Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 1 Кучерлинской

| Номер зоны | Кровля, м | Подошва, м | Общая толщина, м | Эффективная толщина, м | Отношение толщин | Открытая пористость, д.е. | Остаточная водонасыщенность, д.е. | Глинистость, д.е. | Проницаемость, мД | Примечание      |
|------------|-----------|------------|------------------|------------------------|------------------|---------------------------|-----------------------------------|-------------------|-------------------|-----------------|
| 1          | 2100,00   | 2120,30    | 20,30            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 2          | 2120,30   | 2128,60    | 8,30             | 8,30                   | 1,000            | 0,142                     | 1,000                             | 0,133             | 1,598             | водонасыщенный  |
| 3          | 2128,60   | 2129,30    | 0,70             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 4          | 2129,30   | 2130,50    | 1,20             | 1,10                   | 0,917            | 0,103                     | 0,369                             | 0,301             | 2,857             | нефтенасыщенный |
| 5          | 2130,50   | 2141,40    | 10,90            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 6          | 2141,40   | 2142,20    | 0,80             | 0,70                   | 0,875            | 0,178                     | 0,120                             | 0,260             | 299,932           | нефтенасыщенный |
| 7          | 2142,20   | 2148,70    | 6,50             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 8          | 2148,70   | 2149,10    | 0,40             | 0,30                   | 0,750            | 0,185                     | 0,126                             | 0,304             | 322,368           | нефтенасыщенный |
| 9          | 2149,10   | 2159,50    | 10,40            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 10         | 2159,50   | 2163,60    | 4,10             | 3,60                   | 0,878            | 0,135                     | 0,991                             | 0,103             | 1,303             | водонасыщенный  |
| 11         | 2163,60   | 2165,90    | 2,30             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 12         | 2165,90   | 2168,20    | 2,30             | 1,90                   | 0,826            | 0,172                     | 0,170                             | 0,231             | 128,518           | нефтенасыщенный |
| 13         | 2168,20   | 2194,50    | 26,30            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 14         | 2194,50   | 2195,60    | 1,10             | 1,00                   | 0,909            | 0,094                     | 0,036                             | 0,283             | 200,768           | нефтенасыщенный |
| 15         | 2195,60   | 2250,00    | 54,40            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |

Таблица 2.5 – Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 3 Кучерлинской

| Номер зоны | Кровля, м | Подошва, м | Общая толщина, м | Эффективная толщина, м | Отношение толщин | Остаточная водонасыщенность, д.е. | Примечание      |
|------------|-----------|------------|------------------|------------------------|------------------|-----------------------------------|-----------------|
| 1          | 2180,00   | 2193,50    | 13,50            | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |
| 2          | 2193,50   | 2225,60    | 32,10            | 32,10                  | 1,000            | 1,000                             | водонасыщенный  |
| 3          | 2225,60   | 2229,20    | 3,60             | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |
| 4          | 2229,20   | 2231,20    | 2,00             | 1,90                   | 0,950            | 0,093                             | нефтенасыщенный |
| 5          | 2231,20   | 2234,70    | 3,50             | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |
| 6          | 2234,70   | 2237,40    | 2,70             | 2,60                   | 0,963            | 0,177                             | нефтенасыщенный |
| 7          | 2237,40   | 2240,00    | 2,60             | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |

Таблица 2.6 – Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 5 Кучерлинской

| Номер зоны | Кровля, м | Подошва, м | Общая толщина, м | Эффективная толщина, м | Отношение толщин | Остаточная водонасыщенность, д.е. | Примечание      |
|------------|-----------|------------|------------------|------------------------|------------------|-----------------------------------|-----------------|
| 1          | 2130,00   | 2144,00    | 14,00            | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |
| 2          | 2144,00   | 2149,30    | 5,30             | 5,30                   | 1,000            | 1,000                             | водонасыщенный  |
| 3          | 2149,30   | 2157,10    | 7,80             | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |
| 4          | 2157,10   | 2158,00    | 0,90             | 0,85                   | 0,944            | 0,170                             | нефтенасыщенный |
| 5          | 2158,00   | 2243,70    | 85,70            | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |
| 6          | 2243,70   | 2244,30    | 0,60             | 0,50                   | 0,833            | 0,149                             | нефтенасыщенный |
| 7          | 2244,30   | 2250,00    | 5,70             | 5,70                   | 1,000            | 1,000                             | водонасыщенный  |
| 8          | 2250,00   | 2252,90    | 2,90             | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |
| 9          | 2252,90   | 2255,40    | 2,50             | 2,40                   | 0,960            | 0,265                             | нефтенасыщенный |
| 10         | 2255,40   | 2260,00    | 4,60             | 0,00                   | 0,000            | ---                               | неколлектор     |

Таблица 2.7 – Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 11 Кучерлинской

| Номер зоны | Кровля, м | Подошва, м | Общая толщина, м | Эффективная толщина, м | Отношение толщин | Открытая пористость, д.е. | Остаточная водонасыщенность, д.е. | Глинистость, д.е. | Проницаемость, мД | Примечание      |
|------------|-----------|------------|------------------|------------------------|------------------|---------------------------|-----------------------------------|-------------------|-------------------|-----------------|
| 1          | 2100,00   | 2116,80    | 16,80            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 2          | 2116,80   | 2118,10    | 1,30             | 0,80                   | 0,615            | 0,325                     | 0,465                             | 0,132             | 282,435           | нефтенасыщенный |
| 3          | 2118,10   | 2119,40    | 1,30             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 4          | 2119,40   | 2121,50    | 2,10             | 2,10                   | 1,000            | 0,306                     | 0,816                             | 0,133             | 70,361            | водонасыщенный  |
| 5          | 2121,50   | 2123,40    | 1,90             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 6          | 2123,40   | 2125,40    | 2,00             | 2,00                   | 1,000            | 0,363                     | 1,000                             | 0,064             | 99,341            | водонасыщенный  |
| 7          | 2125,40   | 2127,10    | 1,70             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 8          | 2127,10   | 2127,60    | 0,50             | 0,40                   | 0,800            | 0,272                     | 0,356                             | 0,230             | 220,161           | нефтенасыщенный |
| 9          | 2127,60   | 2181,10    | 53,50            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 10         | 2181,10   | 2184,40    | 3,30             | 3,20                   | 0,970            | 0,232                     | 0,277                             | 0,147             | 180,603           | нефтенасыщенный |
| 11         | 2184,40   | 2203,30    | 18,90            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 12         | 2203,30   | 2204,90    | 1,60             | 1,50                   | 0,938            | 0,242                     | 0,083                             | 0,162             | 2421,973          | нефтенасыщенный |
| 13         | 2204,90   | 2220,00    | 15,10            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |

Таблица 2.8 – Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 12 Кучерлинской

| Номер зоны | Кровля, м | Подошва, м | Общая толщина, м | Эффективная толщина, м | Отношение толщин | Открытая пористость, д.е. | Остаточная водонасыщенность, д.е. | Глинистость, д.е. | Проницаемость, мД | Примечание      |
|------------|-----------|------------|------------------|------------------------|------------------|---------------------------|-----------------------------------|-------------------|-------------------|-----------------|
| 1          | 2140,00   | 2159,70    | 19,70            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 2          | 2159,70   | 2162,00    | 2,30             | 2,20                   | 0,957            | 0,202                     | 0,231                             | 0,256             | 141,208           | нефтенасыщенный |
| 3          | 2162,00   | 2164,00    | 2,00             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 4          | 2164,00   | 2210,00    | 46,00            | ---                    | ---              | ---                       | ---                               | ---               | ---               | разрыв записи   |
| 5          | 2210,00   | 2224,90    | 14,90            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 6          | 2224,90   | 2225,40    | 0,50             | 0,40                   | 0,800            | 0,210                     | 0,270                             | 0,195             | 122,624           | нефтенасыщенный |
| 7          | 2225,40   | 2225,70    | 0,30             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 8          | 2225,70   | 2226,00    | 0,30             | 0,20                   | 0,667            | 0,215                     | 0,460                             | 0,204             | 46,855            | нефтенасыщенный |
| 9          | 2226,00   | 2226,30    | 0,30             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 10         | 2226,30   | 2228,00    | 1,70             | 1,70                   | 1,000            | 0,249                     | 1,000                             | 0,100             | 18,915            | водонасыщенный  |
| 11         | 2228,00   | 2239,90    | 11,90            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |
| 12         | 2239,90   | 2241,50    | 1,60             | 1,50                   | 0,937            | 0,180                     | 0,085                             | 0,194             | 627,912           | нефтенасыщенный |
| 13         | 2241,50   | 2250,00    | 8,50             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               |                   | неколлектор     |

Таблица 2.9 – Результаты интерпретации материалов ГИС по отложениям палеоцена скважины № 14 Кучерлинской

| Номер зоны | Кровля, м | Подошва, м | Общая толщина, м | Эффективная толщина, м | Отношение толщин | Открытая пористость, д.е. | Остаточная водонасыщенность, д.е. | Глинистость, д.е. | Проницаемость, мД | Примечание      |
|------------|-----------|------------|------------------|------------------------|------------------|---------------------------|-----------------------------------|-------------------|-------------------|-----------------|
| 1          | 2100,00   | 2112,90    | 12,90            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 2          | 2112,90   | 2117,60    | 4,70             | 4,35                   | 0,926            | 0,146                     | 1,000                             | 0,032             | 1,806             | водонасыщенный  |
| 3          | 2117,60   | 2123,40    | 5,80             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 4          | 2123,40   | 2124,10    | 0,70             | 0,60                   | 0,857            | 0,346                     | 0,398                             | 0,040             | 507,816           | нефтенасыщенный |
| 5          | 2124,10   | 2132,30    | 8,20             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 6          | 2132,30   | 2134,50    | 2,20             | 2,10                   | 0,955            | 0,436                     | 0,114                             | 0,029             | 17118,620         | нефтенасыщенный |
| 7          | 2134,50   | 2135,10    | 0,60             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 8          | 2135,10   | 2136,30    | 1,20             | 1,10                   | 0,917            | 0,429                     | 0,241                             | 0,044             | 3567,105          | нефтенасыщенный |
| 9          | 2136,30   | 2144,40    | 8,10             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 10         | 2144,40   | 2146,10    | 1,70             | 1,00                   | 0,588            | 0,164                     | 0,084                             | 0,123             | 426,867           | нефтенасыщенный |
| 11         | 2146,10   | 2148,10    | 2,00             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 12         | 2148,10   | 2150,50    | 2,40             | 2,40                   | 1,000            | 0,168                     | 1,000                             | 0,099             | 3,349             | водонасыщенный  |
| 13         | 2150,50   | 2156,60    | 6,10             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 14         | 2156,60   | 2157,70    | 1,10             | 1,00                   | 0,909            | 0,228                     | 0,455                             | 0,184             | 62,005            | нефтенасыщенный |
| 15         | 2157,70   | 2202,90    | 45,20            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 16         | 2202,90   | 2204,60    | 1,70             | 1,60                   | 0,941            | 0,156                     | 0,194                             | 0,394             | 64,222            | нефтенасыщенный |
| 17         | 2204,60   | 2206,80    | 2,20             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 18         | 2206,80   | 2224,10    | 17,30            | 16,90                  | 0,977            | 0,117                     | 0,998                             | 0,357             | 0,684             | водонасыщенный  |
| 19         | 2224,10   | 2227,50    | 3,40             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 20         | 2227,50   | 2228,90    | 1,40             | 1,40                   | 1,000            | 0,082                     | 1,000                             | 0,272             | 0,143             | водонасыщенный  |
| 21         | 2228,90   | 2239,40    | 10,50            | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |
| 22         | 2239,40   | 2241,30    | 1,90             | 1,80                   | 0,947            | 0,191                     | 0,048                             | 0,385             | 2556,244          | нефтенасыщенный |
| 23         | 2241,30   | 2250,00    | 8,70             | 0,00                   | 0,000            | ---                       | ---                               | ---               | ---               | неколлектор     |

По имеющимся у нас данным, в интервалах палеоцена в скважинах Кучерлинского участка недр отбор керн не осуществлялся. В связи с этим, для контроля результатов интерпретации первичных ГИС привлекались результаты исследований кернов отобранных из отложений палеоцена на соседних структурах, выполненные в рамках работы<sup>23</sup>.

Для подтверждения УВ насыщения коллекторов палеоцена Кучерлинского участка недр нами было произведено сравнение результатов исследования образца керн из отложений палеоцена скважины № 7 Благодарненского участка недр (рисунок 2.5), включающих определение открытой пористости методом жидкостного насыщения и определение сопротивления при 100 %-ном водонасыщении (таблица 2.10), с результатами инверсии показаний БКЗ по скважине № 1 Кучерлинской (таблица 2.11).

Таблица 2.10 – Результаты исследования образца керн из скважины № 7 Благодарненского участка недр

| Наименование параметра   | Численное значение |
|--|--------------------|
| Номер скважины   | 7 Благодарненская  |
| Номер образца  | 1                  |
| Интервал отбора, м   | 2364-2370          |
| Возраст отложений  | Палеоген/Палеоцен  |
| Минерализация раствора NaCl, мг/л                              | 25000              |
| Температура образца при замерах, °C                            | 18                 |
| Общее сопротивление образца, Ом                                | 631,92             |
| Удельное сопротивление образца при температуре замера, Ом·м    | 11,11              |
| Пластовая температура на кровле интервала отбора, °C           | 143,79             |
| Удельное сопротивление образца при пластовой температуре, Ом·м | 2,66               |
| Объем порового пространства, см <sup>3</sup>                   | 3,964              |
| Общий объем насыщенного образца, см <sup>3</sup>               | 25                 |
| Открытая пористость образца расчетная, доли единицы            | 0,159              |

<sup>23</sup> Инвестиционный проект освоения нефтяных залежей Благодарненского перспективного участка. С. 26.



а) коллекция образцов горной породы из интервала 2364-2370 м скважины № 7  
Благодарненской



б) образец керна из отложений палеоцена скважины № 7 Благодарненской,  
использованный для определения сопротивления при 100 %-ном водонасыщении

Рисунок 2.5 – Общий вид образцов горной породы из отложений палеоцена  
скважины № 7 Благодарненской

Таблица 2.11 – Результаты инверсии показаний БКЗ по отложениям палеоцена скважины № 1 Кучерлинской

| Номер интервала | Кровля, м | Подошва, м | Сопротивление промытой зоны, Ом·м | Сопротивление зоны проникновения, Ом·м | Сопротивление горной породы, Ом·м |
|-----------------|-----------|------------|-----------------------------------|--|-----------------------------------|
| 1               | 2100,00   | 2120,30    | 4,078                             | 2,272                                  | 2,243                             |
| 2               | 2120,30   | 2128,60    | 9,365                             | 3,025                                  | 0,731                             |
| 3               | 2128,60   | 2129,30    | 2,579                             | 2,004                                  | 2,646                             |
| 4               | 2129,30   | 2130,50    | 4,838                             | 7,175                                  | 14,850                            |
| 5               | 2130,50   | 2141,40    | 4,119                             | 2,208                                  | 1,917                             |
| 6               | 2141,40   | 2142,20    | 11,087                            | 26,175                                 | 48,758                            |
| 7               | 2142,20   | 2148,70    | 5,333                             | 2,683                                  | 1,780                             |
| 8               | 2148,70   | 2149,10    | 9,374                             | 14,890                                 | 21,872                            |
| 9               | 2149,10   | 2159,50    | 4,204                             | 1,717                                  | 1,202                             |
| 10              | 2159,50   | 2163,60    | 38,336                            | 10,824                                 | 1,346                             |
| 11              | 2163,60   | 2165,90    | 2,675                             | 1,558                                  | 1,495                             |
| 12              | 2165,90   | 2168,20    | 8,570                             | 5,756                                  | 34,832                            |
| 13              | 2168,20   | 2194,50    | 5,438                             | 2,697                                  | 2,185                             |
| 14              | 2194,50   | 2195,60    | 7,809                             | 10,139                                 | 140,452                           |
| 15              | 2195,60   | 2250,00    | 5,244                             | 2,258                                  | 2,722                             |

Из таблицы 2.11 видно, что в интервалах № 2 и 10 наблюдается повышающее проникновение фильтрата бурового раствора, это, с учетом использования слабоминерализованного бурового раствора с минерализацией 1845 мг/л при разбуривании скважины № 1 Кучерлинской, соответствует наличию в данных интервалах проницаемых водонасыщенных пластов. Сделанные выводы подтверждаются результатами интерпретации ГИС (таблица 2.4) и исследований образца керна (таблица 2.10), сопротивление которого при 100 %-ном водонасыщении соответствует сопротивлению горной породы в интервалах № 2 и 10.

В интервалах № 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15 (таблицы 2.4 и 2.11) соответствующих неколлекторам разница между сопротивлениями зоны проникновения и горной породы либо отсутствует, либо минимальна, что подтверждает отсутствие проницаемости в этих интервалах.

В интервалах № 4, 6, 8, 12, 14 (таблицы 2.4 и 2.11) соответствующих предположительно нефтенасыщенным коллекторам закономерно наблюдается понижающее проникновение. Сопротивление горной породы во всех этих интервалах превышает сопротивление 100 % водонасыщенного образца керна более чем в два раза (таблицы 2.10 и 2.11), что позволяет говорить об уверенном характере их углеводородонасыщения. Расхождение между сопротивлениями промытой зоны, зоны проникновения и горной породы говорит о наличии открытой пористости и проницаемости в этих интервалах.

В интервале № 12 (таблица 2.11) наблюдается падение сопротивления в зоне проникновения, что, по всей видимости, обусловлено формированием окаймляющей зоны. Этот эффект достаточно хорошо описан в литературе<sup>24</sup>, он вызван тем, что проникающий в пласт фильтрат бурового раствора вытесняет пластовую воду, которая в свою очередь формирует окаймляющую зону на границе зоны проникновения. В промытой зоне, имеющей повышенное сопротивление относительно окаймляющей зоны, поры заполнены фильтратом бурового раствора и остаточными углеводородами. В переходной зоне поры заполнены смесью фильтрата бурового раствора, пластовой воды и остаточных углеводородов. На границе этой зоны располагается окаймляющая зона поры которой заполнены

---

<sup>24</sup> Log Interpretation Principles & Applications. P. 7/17-7/18.

пластовой водой и углеводородами. Появление окаймляющей зоны вызывает падение сопротивления на внешней границе зоны проникновения за счет высокой концентрации пластовой воды.

Значение открытой пористости, полученное по результатам исследования образца керна из скважины № 7 Благодарненской, в целом соответствует средним значениям по отложениям палеоцена скважины № 1 Кучерлинского участка недр.

Для подтверждения типа насыщающего флюида в коллекторах палеоцена Кучерлинского участка недр привлекались результаты геохимических исследований образца керна по методу пиролиза материнских пород, выполненные в рамках работы<sup>25</sup>.

Данный вид исследования позволяет установить степень термической зрелости материнских пород и сделать выводы о типе углеводорода насыщающего коллектора зажатые в толще материнских пород. Аналогичный подход используется при разведке коллекторов, приуроченных к материнским породам, в США<sup>26</sup>.

Для проведения разрушающего исследования по методу пиролиза был использован образец материнских пород из отложений палеоцена скважины № 7 Сельской площади, характеризующей аналогичный Кучерлинскому и Благодарненскому участкам недр разрез, а также имеющей признаки поверхностных нефтепроявлений – рисунки 2.6 и 2.7. Результаты исследования представлены в таблицах 2.12 и 2.13.

---

<sup>25</sup> Инвестиционный проект освоения нефтяных залежей Благодарненского перспективного участка. С. 27-29.

<sup>26</sup> Crain's Petrophysical Handbook. URL: <https://www.spec2000.net/09-geochem.htm>



Рисунок 2.6 – Общий вид образца горной породы использованного для анализа методом пиролиза



Рисунок 2.7 – Нефтепроявления на устье скважины № 7 Сельской

Таблица 2.12 – Результаты исследования по методу пиролиза образца керна палеоценовых отложений

| Наименование параметра                           | Численное значение |
|--|--------------------|
| Номер скважины                                   | 7 Сельская         |
| Номер образца                                    | 1                  |
| Интервал отбора, м                               | 2371-2377          |
| Возраст отложений                                | Палеоген/Палеоцен  |
| S <sub>1</sub> , мг УВ/г породы                  | 0,45               |
| S <sub>2</sub> , мг УВ/г породы                  | 4,14               |
| Общее содержание органического вещества, %       | 1,89               |
| Водородный показатель, мг УВ/г орг. вещества     | 219                |
| Коэффициент продуктивности материнских отложений | 0,10               |

Таблица 2.13 – Компонентный состав продуктов пиролиза образца керна палеоценовых отложений

| Компонент                       | Содержание, % | Примечание    |
|---------------------------------|---------------|---------------|
| CH <sub>4</sub>                 | 6             | метан         |
| C <sub>2</sub> -C <sub>5</sub>  | 22            | жирные газы   |
| C <sub>6</sub> -C <sub>14</sub> | 40            | легкая нефть  |
| C <sub>15+</sub>                | 32            | тяжелая нефть |

Полученные параметры сравнивались с типовыми значениями, характеризующими качество материнской породы, тип органического вещества и степень его термической зрелости<sup>27</sup> – таблицы 2.14, 2.15 и 2.16.

<sup>27</sup> Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation / McCarthy K. [et al.]. // Oilfield Review Summer. 2011. no. 2. P. 32-43.

Таблица 2.14 – Параметры пиролиза, характеризующие качество материнской породы

| Качество материнской породы | Общее содержание органики, % | S <sub>2</sub> , мг УВ/г породы |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| не материнская порода       | менее 0,5                    | менее 2                         |
| плохое                      | 0,5-1                        | 2-3                             |
| удовлетворительное          | 1-2                          | 3-5                             |
| хорошее                     | 2-5                          | 5-10                            |
| очень хорошее               | свыше 5                      | свыше 10                        |

Таблица 2.15 – Параметры пиролиза, характеризующие тип керогена

| Тип керогена | Водородный показатель, мг УВ/г орг. вещества | Основной продукт термического преобразования керогена       |
|--------------|--|---|
| I            | свыше 600                                    | нефть   |
| II           | 300-600                                      | нефть   |
| II/III       | 200-300                                      | газ или нефть в зависимости от степени термической зрелости |
| III          | 50-200                                       | газ   |
| IV           | менее 50                                     | отсутствует   |

Таблица 2.16 – Параметры пиролиза, характеризующие степень термической зрелости органического вещества

| Степень термической зрелости | Коэффициент продуктивности материнских отложений | Основной продукт термического преобразования керогена |
|------------------------------|--|---|
| незрелое                     | менее 0,10                                       | биогенный метан                                       |
| ранняя степень зрелости      | 0,10-0,15  | нефть   |
| пик зрелости                 | 0,25-0,40  | нефть   |
| поздняя степень зрелости     | свыше 0,40                                       | ретроградные и жирные газы                            |
| перезрелое                   | -  | сухой газ   |

Анализируя данные таблиц 2.12 и 2.14-2.16 можно отметить, что материнская порода отложений палеоцена имеет средний генерационный потенциал и содержит кероген смешанного II/III типа (сапропелево-гумусовое органическое вещество), характеризующийся ранней степенью зрелости, соответствующей началу «нефтяного окна». Компонентный анализ продуктов пиролиза (таблица 2.13) также указывает на то, что основным продуктом термического преобразования органического вещества палеоценовых отложений будут углеводороды нефтяного ряда. Геохимическая характеристика пород палеоцена во многом аналогична материнским породам хадумской свиты Журавско-Воробьевской зоны нефтегазонакопления, которые также характеризуются наличием органического вещества смешанного типа ранней степени зрелости<sup>28</sup>. В целом же полученные результаты свидетельствуют в пользу теории о нефтенасыщенности коллекторов, зажатых в материнских породах отложений палеоцена Кучерлинского участка недр.

Из таблиц 2.4-2.9 видно, что в ряде разведочных скважин в верхней части разреза прослеживаются либо одиночные, либо чередующиеся тонкие прослои с отличными фильтрационно-емкостными свойствами. Данные прослои относятся к отложениям свиты Горячего Ключа верхнего палеоцена. Ввиду малой толщины и прерывистости эти прослои в рамках данной работы в качестве перспективных объектов разработки не рассматриваются.

В качестве перспективных объектов разработки были выбраны более мощные, хорошо коррелирующие по всей площади участка пласты, залегающие в интервале глубин от 2160 м до отметки кровли маастрихтского яруса верхнего мела – 2250 м, выступающего в роли регионального репера. Данные пласты относятся к отложениям Эльбурганской свиты нижнего палеоцена и датского яруса верхнего мела.

Следует отметить, что при анализе материалов ГИС по скважине № 4 Кучерлинской было выявлено отсутствие как нефтенасыщенных, так и водонасыщенных коллекторов, весь интервал палеоцена и датского яруса

---

<sup>28</sup> Перспективы поисков скоплений УВ в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья / Керимов В. Ю. [и др.]. // Фундаментальный базис и инновационные технологии поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа: тезисы докладов XXI Губкинских чтений. Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2016. С. 69-76.

представлен неколлекторами. Ввиду отсутствия коллекторов результаты интерпретации материалов ГИС по скважине № 4 не приводились.

В пределах Эльбурганской свиты выделяются три основных пласта. Верхний, залегающий вблизи отметки 2160 м и прослеживающийся в большинстве скважин (за исключением скважин № 3 и 11 Кучерлинских), соответствует пласту I палеоцена Благодарненского участка недр<sup>29</sup>. Средний пласт, залегающий непосредственно над достаточно мощным водоносным горизонтом, прослеживается в скважинах № 5, 12 и 14 Кучерлинских и соответствует пласту Ia палеоцена Благодарненского участка недр<sup>30</sup>. Нижний пласт прослеживается в скважинах № 1, 3 и 11 Кучерлинских и соответствует пласту II палеоцена Благодарненского участка недр.

Непосредственно над кровлей маастрихтского яруса верхнего мела залегает нефтенасыщенный пласт, прослеживающийся в скважинах № 3, 5, 11, 12 и 14 Кучерлинских. Данный пласт является региональным репером и согласно региональному стратиграфическому подразделению относится к датскому ярусу верхнего мела.

В рамках данной работы в качестве перспективных объектов разработки были выбраны пласты I и II Эльбурганской свиты палеоцена, нефтеносность которых была обоснована в рамках «Инвестиционного проекта освоения нефтяных залежей Благодарненского перспективного участка»<sup>31</sup>, а также датский ярус верхнего мела. Пласт Ia в качестве перспективного объекта разработки не рассматривался ввиду малой толщины, а также его залегания непосредственно над водоносным горизонтом.

Таким образом, по результатам анализа материалов первичных ГИС и данных исследований кернa установлено наличие как минимум трех нефтяных залежей в пределах рассматриваемого объекта исследования.

Специфический характер коллекторов, представляющих собой тонкие песчано-алевритовые прослои зажатые в толще материнских пород, обусловлен их формированием мутьевыми потоками в морской обстановке. Мутьевые потоки представляют собой приводимые в движение гравитацией смеси осадков временно

---

<sup>29</sup> Инвестиционный проект освоения нефтяных залежей Благодарненского перспективного участка. С. 37.

<sup>30</sup> Там же.

<sup>31</sup> Там же.

взвешенные в воде<sup>32</sup>. Они представлены менее плотными смесями, чем селевые потоки, и являются турбулентными потоками с относительно высокими числами Рейнольдса. Мутьевые потоки текут по склонам или горизонтальной поверхности при условии, что толщина потока больше вверх по течению, чем вниз по течению. Отложения мутьевых потоков известны как турбидиты. Смесь осадков может содержать гравий, песок и ил в концентрациях от нескольких единиц на тысячу до 10 % по весу. Объемы материала сносимого одним потоком могут быть как ничтожно малыми, так и достигать десятков кубических километров, которые разносятся потоком и откладываются в виде слоя толщиной от нескольких миллиметров до десятков метров. Мутьевые потоки и, соответственно, турбидиты могут возникать в воде везде, где есть поступление осадков и уклон. Они распространены в глубоких озерах и могут возникать на континентальном шельфе, но наиболее характерны для морского глубоководья, где турбидиты являются доминирующим видом обломочных отложений.

Приуроченность к глубоководной морской обстановке может привести к предположению, что все турбидиты являются глубоководными морскими отложениями, однако мутьевые течения не являются показателями глубины бассейна, поскольку они могут возникать и на мелководье.

Осадок, который изначально находится во взвешенном состоянии в мутьевом потоке, начинает вступать в контакт с подстилающей поверхностью, где он может остановиться или двигаться за счет качения – рисунок 2.8. При этом плотность потока уменьшается. Течение в мутьевом потоке поддерживается за счет разности плотностей между смесью осадок-вода и водой и, если эта разность уменьшается, то поток замедляется. На кромке течения турбулентное смешивание потока с водой разбавляет мутьевый поток, что также снижает разность плотностей. По мере замедления течения происходит отложение осадка и, в конце концов, течение останавливается, когда поток распределяется в виде тонкого ровного слоя.

---

<sup>32</sup> Nichols G. Sedimentology and stratigraphy, 2<sup>nd</sup> ed. Chichester: Wiley-Blackwell, 2009. 432 p.

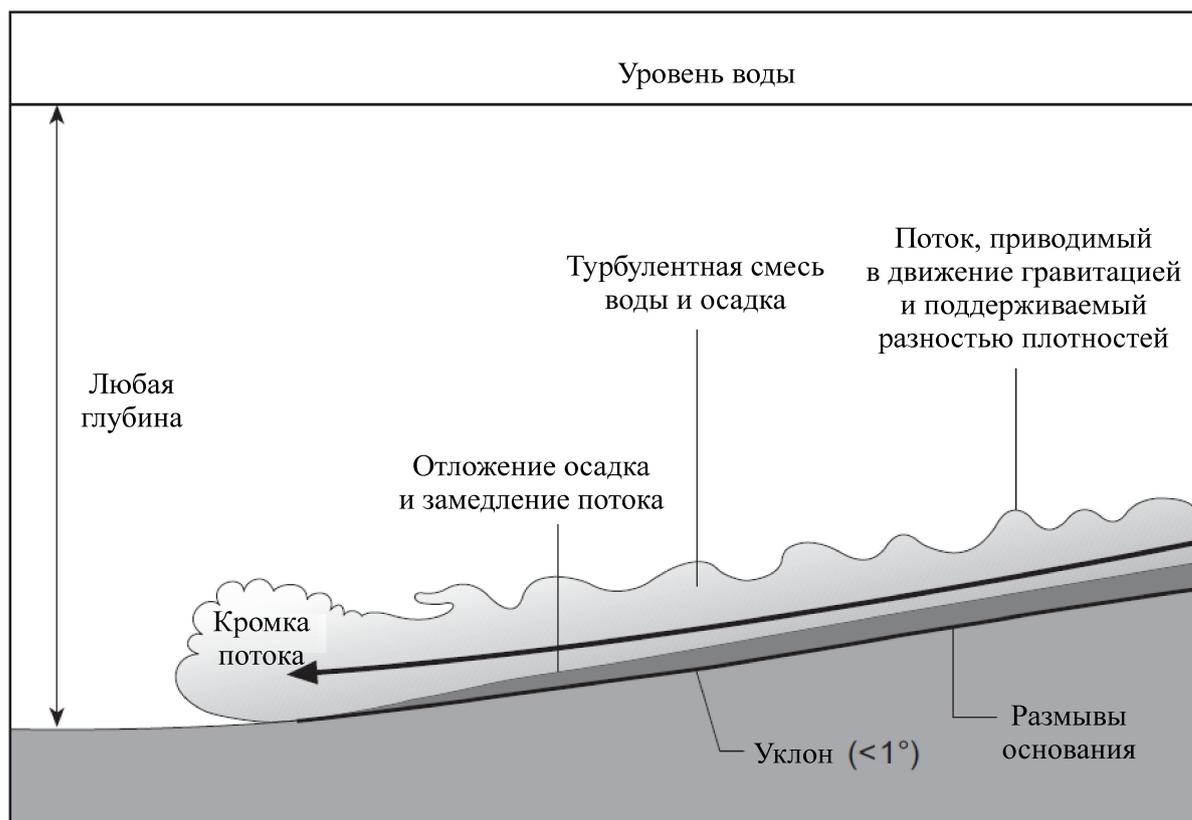


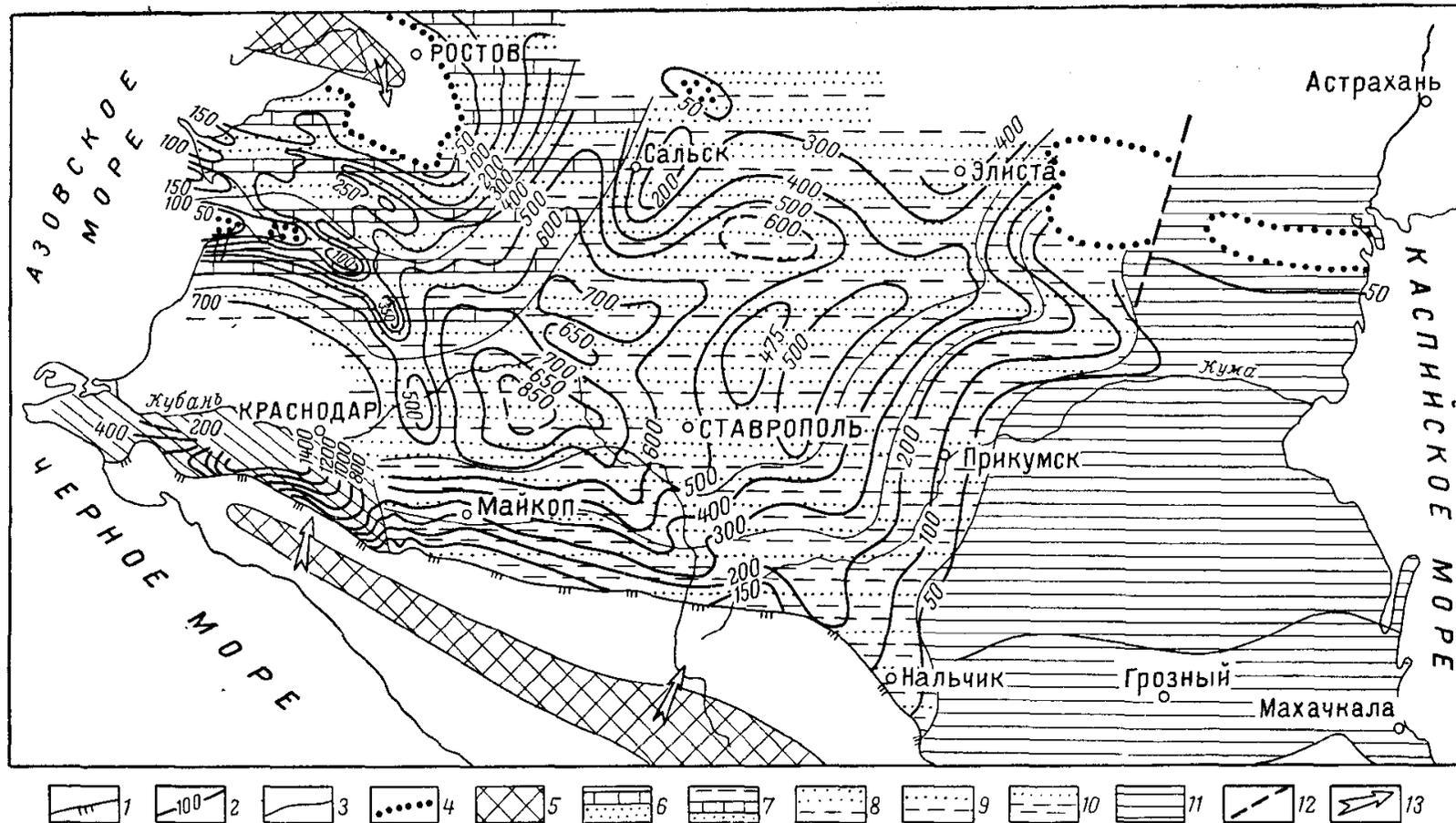
Рисунок 2.8 – Схема формирования турбидитов мутьевыми потоками

Предположение о накоплении осадков палеоценовых отложений и отложений датского яруса в условиях морского мелководного бассейна подтверждается результатами палеорекопструкций выполненных в рамках работы<sup>33</sup> – рисунки 2.9 и 2.10.

Как видно из рисунков 2.9 и 2.10, в палеоценовое и датское время в центральной части Ставропольского края между городами Ставрополь и Прикумск (название современного города Буденновска Ставропольского края до 1973 года) в зоне расположения Кучерлинского и Благодарненского участков недр (рисунок 1.1) происходило накопление осадков приуроченных к мелководным фациям.

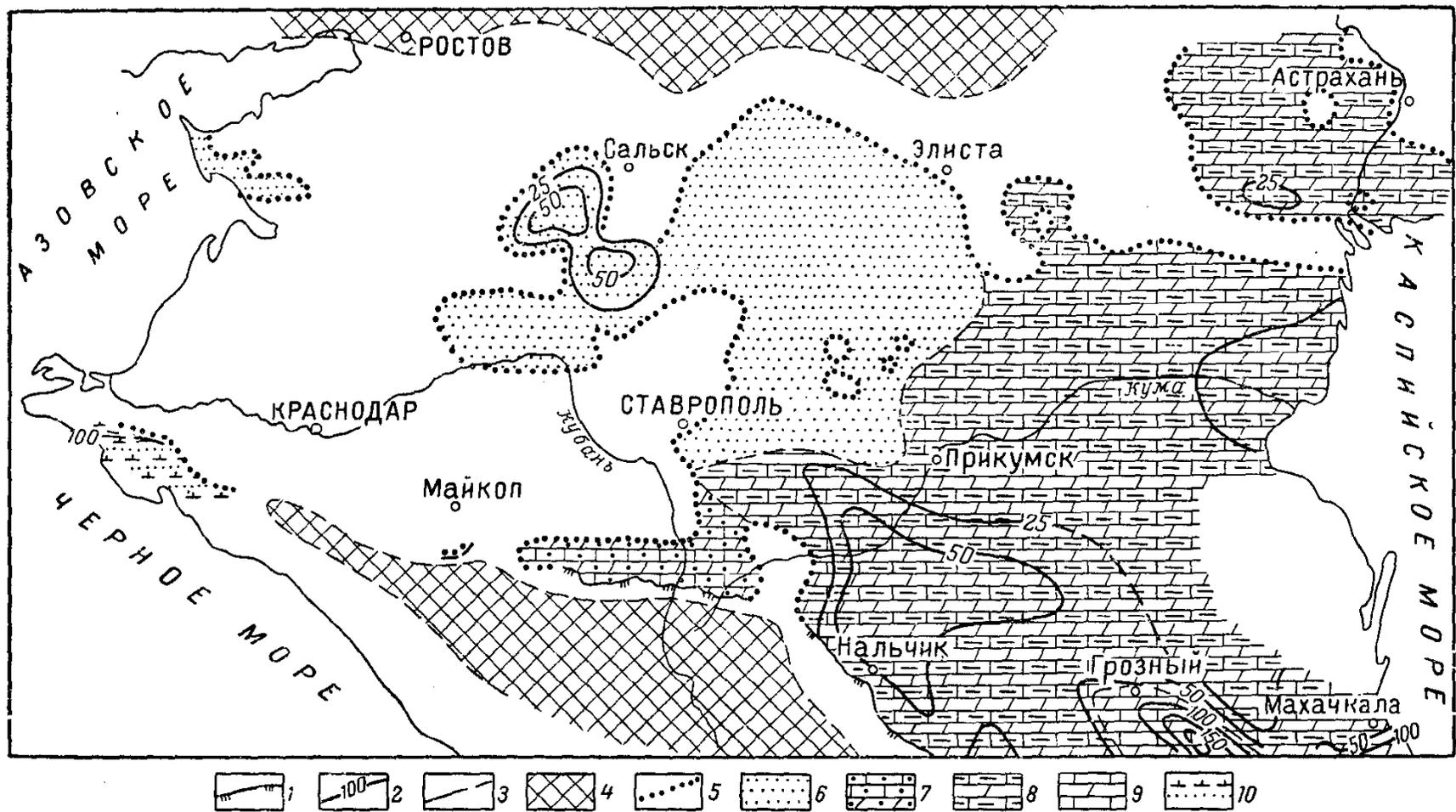
Типовая седиментационная колонка для осадков мелководных морей представлена на рисунке 2.11.

<sup>33</sup> Бурштар М. С. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. С. 77,79.



1 — южная граница современного распространения палеоценовых отложений; 2 — линии равных мощностей; 3 — границы распространения литофациальных комплексов; 4 — границы древних размывов; 5 — предполагаемая суша; 6 — сверху известковые песчаники с пачками глин, снизу известковые алевролиты и органогенные известняки; 7 — сверху известковые алевролиты и глины, снизу известковые песчаники, иногда с пачкой органогенных известняков; 8 — песчаники и алевролиты с прослоями глин; 9 — алевролиты и глины с прослоями песчаников; 10 — сверху алевролиты и глины, снизу мергели с прослоями глин; 11 — аргиллиты с прослоями глинистых мергелей; 12 — нарушения; 13 — направления сноса обломочного материала; ф а ц и: 6 — прибрежные, 7—9 — мелководные, 10—11 — умеренно глубоководные,

Рисунок 2.9 – Карта литофаций и мощностей палеоценовой эпохи (составил Ю.Н. Швембергер под редакцией М.С. Бурштара)



1 — южная граница современного распространения датских отложений; 2 — линии равных мощностей; 3 — границы литофациальных комплексов; 4 — предполагаемая суша; 5 — границы древних размывов; 6 — пески и песчаники мелко-тонкозернистые, известковистые; 7 — мергели песчанистые и известняки песчанистые; 8 — известняки пелитоморфные и мергели; 9 — известняки с прослоями мергелей; 10 — чередование глин известковистых и песчаников мелкозернистых, известковистых; ф а ц и и: 6, 7 — мелководные, 8—10 — глубоководные,

Рисунок 2.10 – Карта литофаций и мощностей датского века (составила А.Д. Гурова под редакцией М.С. Бурштара)

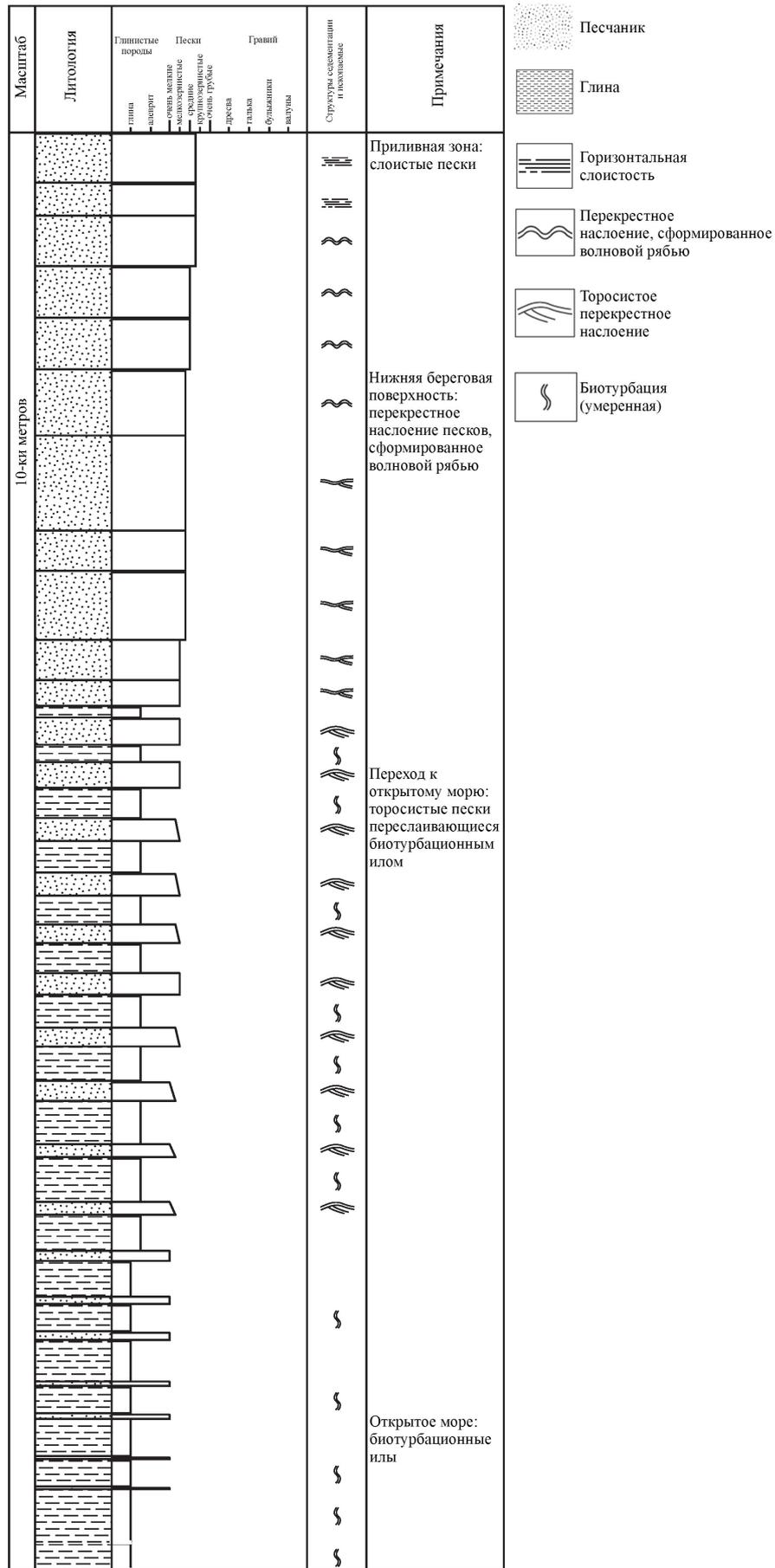


Рисунок 2.11 – Седиментационная колонка для отложений мелководных морей

Сравнивая электроразрез отложений палеоцена Благодарненского участка недр, по данным БКЗ (рисунки 2.1 и 2.3), с седиментационной колонкой на рисунке 2.11, можно отметить, что отложение тонких песчано-алевритовых слоев перекрывающихся пачками глин происходило в областях мелководного морского бассейна переходных к открытому морю и в зоне открытого моря.

Одиночные песчано-алевритовые осадки переходной к открытому морю зоны (темпеститы) формируются одиночными штормовыми явлениями<sup>34</sup>. Проксимальные темпеститы имеют эрозионные основания и состоят из грубого детрита, в то время как дистальные части пласта представлены мелкозернистыми слоистыми песками. Идеализированный слой темпестита будет иметь острое, возможно эрозионное основание, перекрытое бесструктурным грубым осадком (крупный песок и/или гравий): размыв и первоначальное осаждение материала происходит, когда шторм достигает своей максимальной силы. При ослаблении шторма в более мелкозернистых песках образуется торосистое перекрестное наслоение, которое перекрывается мелкозернистым песком и илом, демонстрирующим горизонтальное и сформированное волновой рябью наслоение, формирующееся по мере уменьшения силы колебаний. В верхней части пласта осадок постепенно переходит в глину.

В перерывах между штормовыми явлениями эта часть шельфа является областью накопления осадков глин из взвеси частиц. Этот мелкозернистый обломочный материал поступает из устьев рек и переносится во взвешенном состоянии геострофическими и ветровыми течениями, штормы также перерабатывают большое количество мелкозернистого осадка с морского дна и переносят его во взвешенном состоянии вдоль шельфа. Таким образом, штормовые осадки разделены слоями глин, за исключением случаев, когда глина была размывта последующим штормом. Доля глины в отложениях увеличивается по мере движения в зону открытого моря, поскольку количество песка, откладываемого штормами, уменьшается.

Область внешнего шельфа ниже основания штормовой волны, зона открытого моря, является преимущественно областью накопления осадков глин. Исключительные штормы могут оказать некоторое влияние на осадки этой более

---

<sup>34</sup> Nichols G. Sedimentology and stratigraphy, 2<sup>nd</sup> ed. P. 218-219.

глубокой части шельфа, которые будут представлены тонкими, мелкозернистыми песчаными отложениями, переслаивающимися аргиллитом. Ихнофауна, как правило, менее разнообразна и многочисленна, чем сообщества, обнаруживаемые в прибрежной и в переходной зонах. Отложения обычно имеют серый цвет, потому что эта часть морского дна относительно слабо насыщена кислородом, что позволяет сохранить некоторое количество органического вещества в глине.

Геологические тела, приуроченные к таким осадкам, являются привлекательными объектами для разведки на нефть и газ, потому что они представлены относительно хорошо отсортированными песчаниками (подходящий пласт-коллектор) окруженными аргиллитами (подходящая ловушка).

Насыщение же коллекторов палеоцена углеводородами происходило за счет латеральной миграции из одновозрастных вмещающих нефтематеринских толщ содержащих кероген преимущественно морского происхождения с привнесом некоторого количества наземного органического вещества – II/III типа. Сам кероген, как было рассмотрено выше, характеризуется ранней степенью зрелости, соответствующей началу «нефтяного окна».

Освоение выявленных залежей палеоцена Кучерлинского участка недр представляет собой коммерческий интерес, поскольку на соседнем Чепановском месторождении из отложений палеоцена были получены промышленные притоки нефти – таблица 2.17.

Далее в работе будет произведен подсчет прогнозных запасов нефти по объекту инвестирования и дана оценка рентабельности его разработки.

Таблица 2.17 – Результаты испытания скважины № 22 Прасковейской Чепакковского месторождения.

Возраст отложений: палеоцен. Интервалы перфорации: 2550-2561; 2568-2576 м

| Номер режима | Диаметр штуцера, мм | Дата испытания 1965 г. | Затрубное давление, кгс/см <sup>2</sup> | Буферное давление, кгс/см <sup>2</sup> | Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут | Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | Давление на забое, кгс/см <sup>2</sup> | Температура на забое, °С |
|--------------|---------------------|------------------------|---|--|----------------------------------|--|--|--------------------------|
| 1            | 2,0                 | 30.08-05.09            | 59,41                                   | 74,39                                  | 16,3                             | 117,67   | 268,64                                 | 143,5                    |
| 2            | 3,0                 |                        | 48,15                                   | 72,33                                  | 24,8                             | 103,92   | 247,98                                 | 143,5                    |
| 3            | 3,7                 |                        | 38,54                                   | 35,34                                  | 32,0                             | 108,28   | 229,38                                 | 144,0                    |
| 4            | 4,0                 |                        | 35,44                                   | 31,41                                  | 30,0                             | 106,64   | 232,48                                 | 144,0                    |
| 5            | 0,0                 |                        | -                                       | -                                      | -                                | -  | 309,97                                 | 144,0                    |

### 3 Подсчет прогнозных запасов нефти по объекту инвестирования

Подсчет прогнозных запасов нефти по Кучерлинскому участку недр осуществлялся объемным методом на трехмерной геолого-гидродинамической модели.

Исходные данные для построения геолого-гидродинамической модели представлены в таблицах 3.1 и 3.2.

Структурный каркас объекта рассчитывался путем построения структурных карт, карт общих толщин и отношений толщин, и последующей интерполяции свойств в пределах сетки геолого-гидродинамической модели.

Построение структурных карт, карт общих толщин и отношений толщин осуществлялось путем моделирования распределения вышеобозначенных параметров с помощью выбранных алгоритмов расчета.

Расчет распределения глубин залегания, общих толщин и отношений толщин для пластов I, II палеоцена и датского яруса верхнего мела выполнялся по методу радиально-базисных функций. Радиально-базисные функции представляют собой набор методов жесткой интерполяции; это означает, что поверхность должна проходить через каждое измеренное опорное значение<sup>35</sup>. Существует пять различных базисных функций:

- плоский сплайн;
- сплайн с натяжением;
- полностью регуляризованный сплайн;
- функция мультиквадриков;
- функция обратные мультиквадрики.

Каждая базисная функция имеет различную форму и позволяет получать разные интерполированные поверхности. Методы РБФ – это специальный случай сплайнов.

---

<sup>35</sup> Как работают радиальные базисные функции // pro.arcgis.com: ArcGIS Pro справка. 2018. URL: <https://pro.arcgis.com/ru/pro-app/help/analysis/geostatistical-analyst/how-radial-basis-functions-work.htm> (дата обращения: 15.03.2019).

Таблица 3.1 – Стратиграфические разбивки по скважинам Кучерлинского участка

| Объект разработки     | Номер скважины  | Альтитуда, м | Относительная глубина, м |         | Абсолютная глубина, м |          | Общая толщина, м | Эффективная толщина, м |
|-----------------------|-----------------|--------------|--------------------------|---------|-----------------------|----------|------------------|------------------------|
|                       |                 |              | кровля                   | подошва | кровля                | подошва  |                  |                        |
| 1                     | 2               | 3            | 4                        | 5       | 6                     | 7        | 8                | 9                      |
| Пласт I<br>палеоцена  | 1 Кучерлинская  | 209,4        | 2165,90                  | 2168,20 | -1956,50              | -1958,80 | 2,30             | 1,90                   |
|                       | 3 Кучерлинская  | 201,6        | -                        | -       | -                     | -        | 0,00             | 0,00                   |
|                       | 5 Кучерлинская  | 199,8        | 2157,10                  | 2158,00 | -1957,30              | -1958,20 | 0,90             | 0,85                   |
|                       | 11 Кучерлинская | 183,3        | -                        | -       | -                     | -        | 0,00             | 0,00                   |
|                       | 12 Кучерлинская | 205,7        | 2159,70                  | 2162,00 | -1954,00              | -1956,30 | 2,30             | 2,20                   |
|                       | 14 Кучерлинская | 195,0        | 2156,60                  | 2157,70 | -1961,60              | -1962,70 | 1,10             | 1,00                   |
| Пласт II<br>палеоцена | 1 Кучерлинская  | 209,4        | 2194,50                  | 2195,60 | -1985,10              | -1986,20 | 1,10             | 1,00                   |
|                       | 3 Кучерлинская  | 201,6        | 2229,20                  | 2231,20 | -2027,60              | -2029,60 | 2,00             | 1,90                   |
|                       | 5 Кучерлинская  | 199,8        | -                        | -       | -                     | -        | 0,00             | 0,00                   |
|                       | 11 Кучерлинская | 183,3        | 2181,10                  | 2184,40 | -1997,80              | -2001,10 | 3,30             | 3,20                   |
|                       | 12 Кучерлинская | 205,7        | -                        | -       | -                     | -        | 0,00             | 0,00                   |
|                       | 14 Кучерлинская | 195,0        | -                        | -       | -                     | -        | 0,00             | 0,00                   |

Продолжение таблицы 3.1

| 1            | 2               | 3     | 4       | 5       | 6        | 7        | 8    | 9    |
|--------------|-----------------|-------|---------|---------|----------|----------|------|------|
| Датский ярус | 1 Кучерлинская  | 209,4 | -       | -       | -        | -        | 0,00 | 0,00 |
|              | 3 Кучерлинская  | 201,6 | 2234,70 | 2237,40 | -2033,10 | -2035,80 | 2,70 | 2,60 |
|              | 5 Кучерлинская  | 199,8 | 2252,90 | 2255,40 | -2053,10 | -2055,60 | 2,50 | 2,40 |
|              | 11 Кучерлинская | 183,3 | 2203,30 | 2204,90 | -2020,00 | -2021,60 | 1,60 | 1,50 |
|              | 12 Кучерлинская | 205,7 | 2239,90 | 2241,50 | -2034,20 | -2035,80 | 1,60 | 1,50 |
|              | 14 Кучерлинская | 195,0 | 2239,40 | 2241,30 | -2044,40 | -2046,30 | 1,90 | 1,80 |

Таблица 3.2 – Фильтрационно-емкостные параметры по скважинам Кучерлинского участка

| Объект эксплуатации | Номер скважины  | Открытая пористость, д.е. | Водонасыщенность, д.е. | Проницаемость, мД |
|---------------------|-----------------|---------------------------|------------------------|-------------------|
| 1                   | 2               | 3                         | 4                      | 5                 |
| Пласт I палеоцена   | 1 Кучерлинская  | 0,172                     | 0,170                  | 128,518           |
|                     | 3 Кучерлинская  | -                         | -                      | -                 |
|                     | 5 Кучерлинская  | -                         | 0,170                  | -                 |
|                     | 11 Кучерлинская | -                         | -                      | -                 |
|                     | 12 Кучерлинская | 0,202                     | 0,231                  | 141,208           |
|                     | 14 Кучерлинская | 0,228                     | 0,455                  | 62,005            |

Продолжение таблицы 3.2

| 1                  | 2               | 3     | 4     | 5        |
|--------------------|-----------------|-------|-------|----------|
| Пласт II палеоцена | 1 Кучерлинская  | 0,094 | 0,036 | 200,768  |
|                    | 3 Кучерлинская  | -     | 0,093 | -        |
|                    | 5 Кучерлинская  | -     | -     | -        |
|                    | 11 Кучерлинская | 0,232 | 0,277 | 180,603  |
|                    | 12 Кучерлинская | -     | -     | -        |
|                    | 14 Кучерлинская | -     | -     | -        |
| Датский ярус       | 1 Кучерлинская  | -     | -     | -        |
|                    | 3 Кучерлинская  | -     | 0,177 | -        |
|                    | 5 Кучерлинская  | -     | 0,265 | -        |
|                    | 11 Кучерлинская | 0,242 | 0,083 | 2421,973 |
|                    | 12 Кучерлинская | 0,180 | 0,085 | 627,912  |
|                    | 14 Кучерлинская | 0,191 | 0,048 | 2556,244 |

Концептуально, радиальные базисные функции напоминают размещение резиновой мембраны на измеренные опорные точки и одновременно уменьшение общей кривизны поверхности. Выбор базисной функции определяет то, как резиновая мембрана будет расположена между значениями. На рисунке 3.1 концептуально показано нанесение поверхности радиальной базисной функции на серию опорных точек высот. Из рисунка 3.1 видно, что поверхность в поперечном сечении проходит через значения данных.

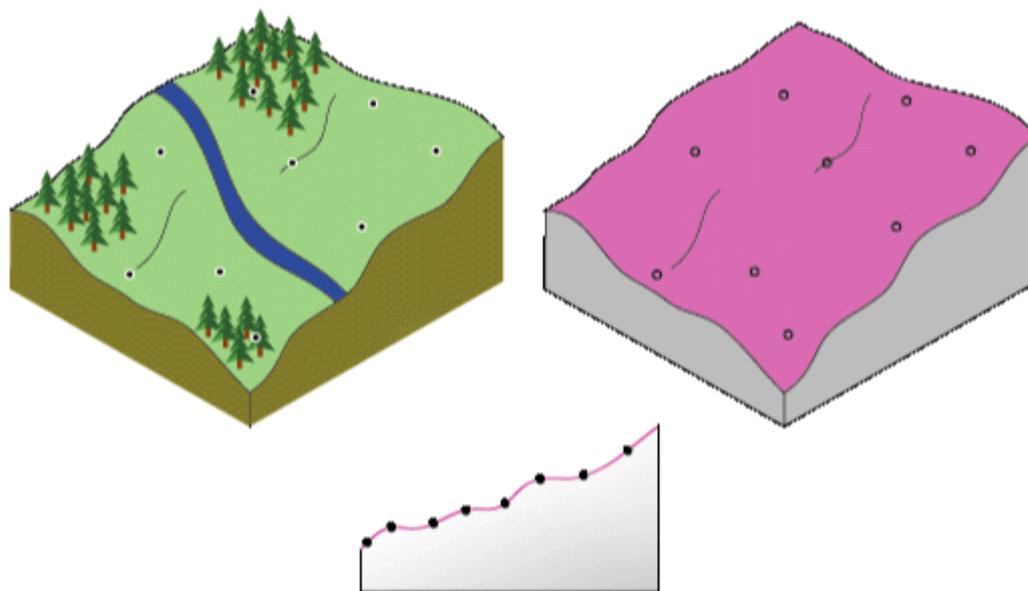
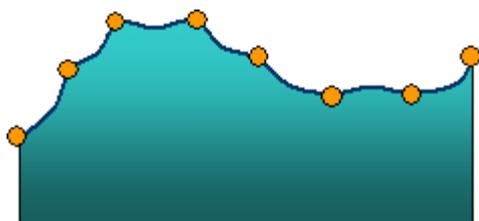
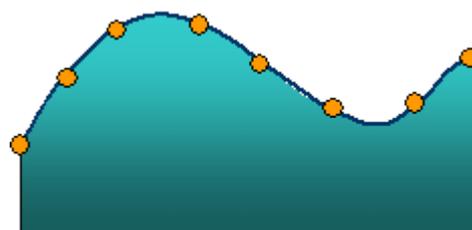


Рисунок 3.1 – Поперечное сечение поверхности проходящей через значения данных

Являясь жесткими интерполяторами, методы РБФ отличаются от интерполяторов по методу глобального и локальных полиномов, которые являются нежесткими интерполяторами и не требуют обязательного прохождения поверхности через измеренные точки. Функция обратных взвешенных расстояний (также жесткий интерполятор), в отличие от радиальных базисных функций, никогда не интерполирует значения выше максимального или ниже минимального измеренного значения. Это можно увидеть на примере поперечного сечения опорных данных – рисунок 3.2.



а) пример профиля обратных взвешенных расстояний



б) пример поперечного сечения радиальной базисной функции

Рисунок 3.2 – Сравнение методов РБФ и обратных взвешенных расстояний

Из рисунка 3.2 видно, что методы радиальных базисных функций позволяют прогнозировать значения выше максимальных и ниже минимальных измеренных значений.

Радиальные базисные функции используют для создания сглаженных поверхностей из большого количества расчетных данных. С помощью функции можно успешно создавать слабо изменяющиеся поверхности, например поверхности высот или глубин.

Лучшей базисной функцией для картопостроения считается функция мультиквадриков, которая описывается выражением вида<sup>36</sup>:

$$V(h) = \sqrt{h^2 + R^2}, \quad (3.1)$$

где  $V(h)$  - значение функции в узле расчета;  
 $h$  - расстояние от точки с данными до узла расчета;  
 $R^2$  - коэффициент формы.

Значение коэффициента формы рассчитывается как<sup>37</sup>:

$$R^2 = \frac{L_{\text{данн.}}^2}{25 \cdot N_{\text{данн.}}}, \quad (3.2)$$

<sup>36</sup> Surfer User's Guide. Golden: Golden Software, Inc., 2002. 640 p.

<sup>37</sup> Ibid. P. 134.

где  $L_{\text{данн.}}$  - длина диагонали распространения данных;  
 $N_{\text{данн.}}$  - количество точек данных.

Результаты построения структурных карт по кровле пластов I, II палеоцена и датского яруса представлены на рисунках 3.3, 3.4 и 3.5.

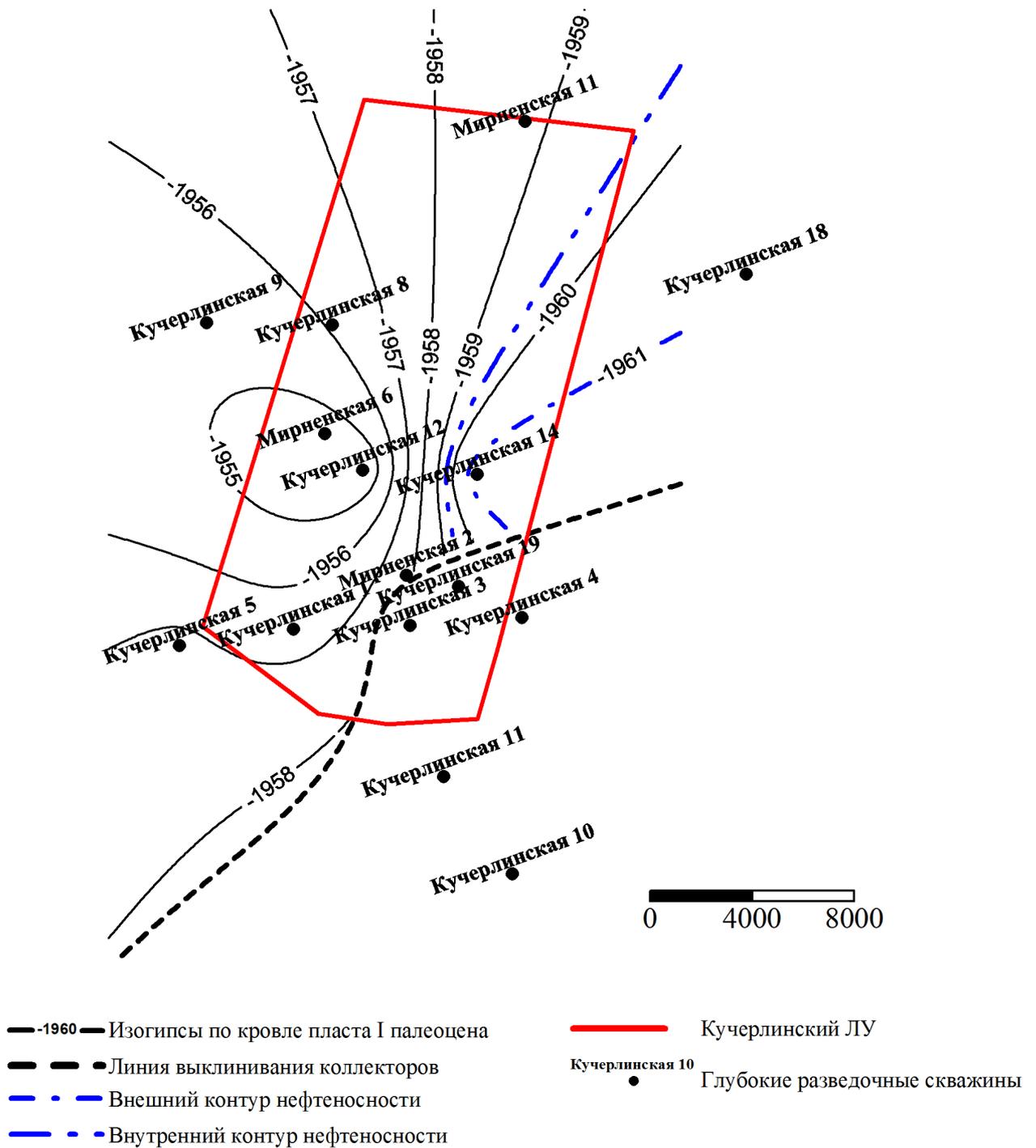


Рисунок 3.3 – Структурная карта по кровле I пласта палеоцена

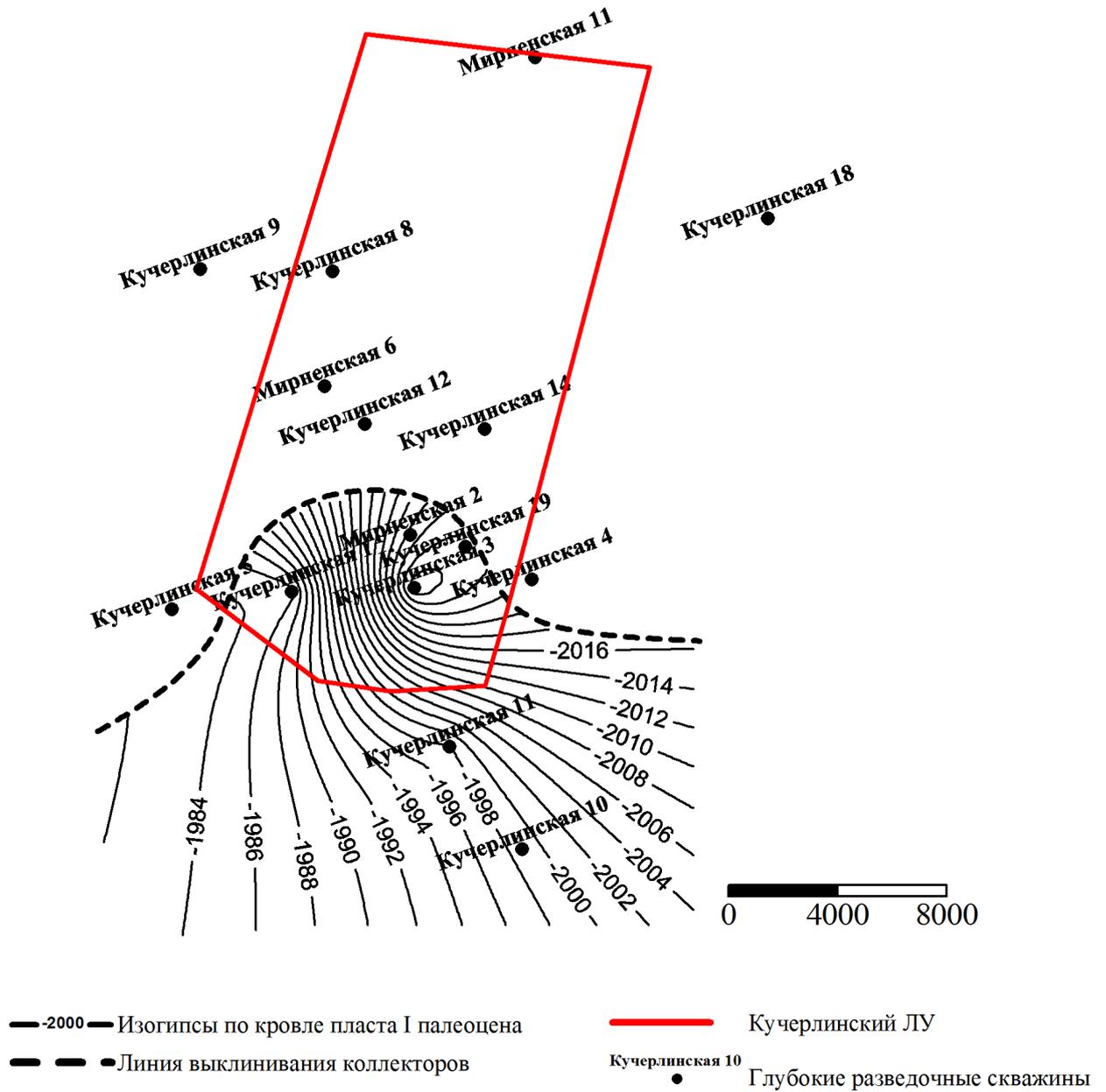


Рисунок 3.4 – Структурная карта по кровле II пласта палеоцена

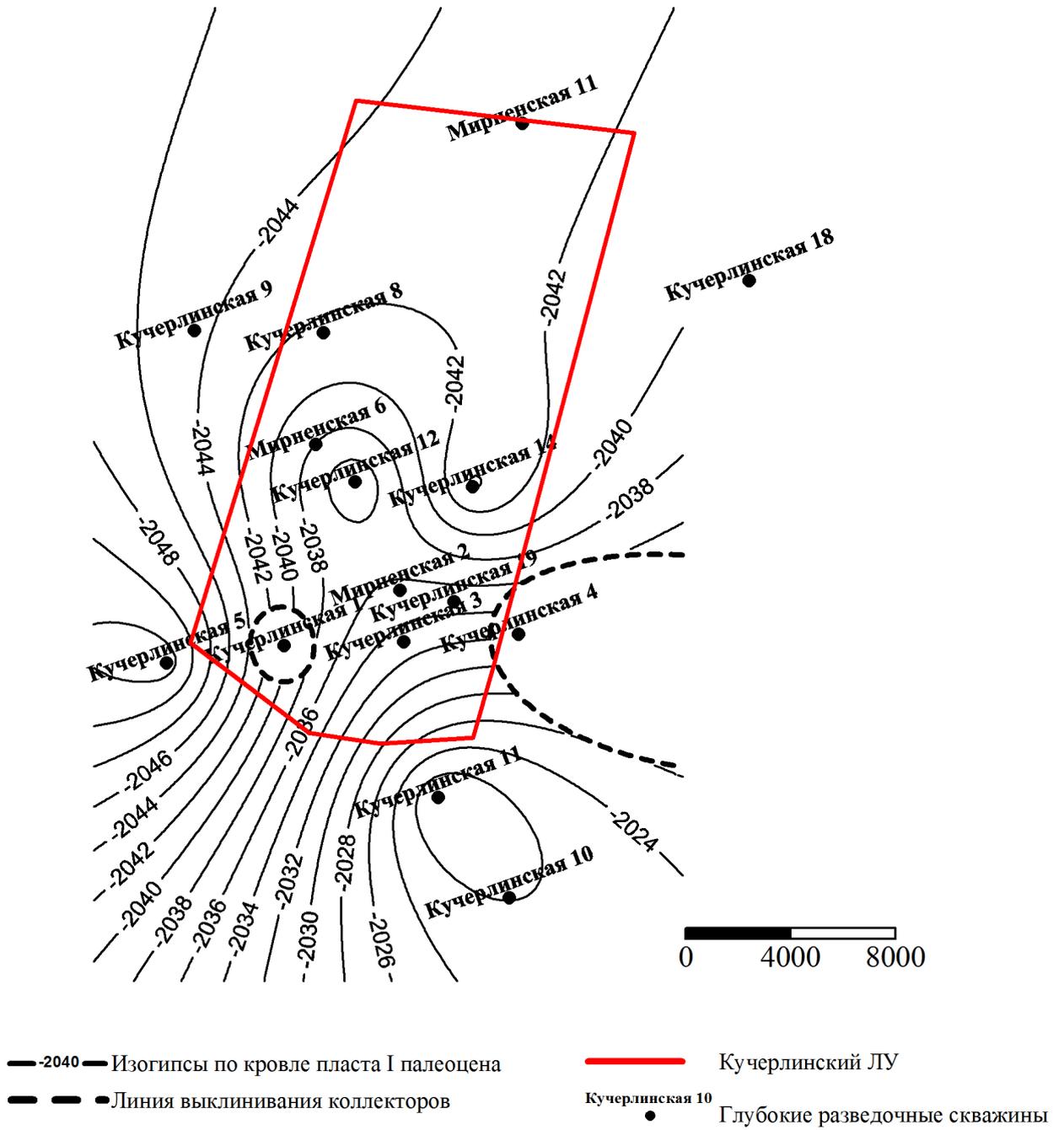


Рисунок 3.5 – Структурная карта по кровле датского яруса

Из таблицы 3.2 видно, что в скважине № 14 Кучерлинской по пласту I было получено высокое значение остаточной водонасыщенности близкое к значению отсечения нефтенасыщенных коллекторов. Из таблицы же 3.1 и рисунка 3.3 видно, что скважина № 14 располагается в области понижения подземного рельефа вблизи зоны выклинивания коллекторов. Таким образом, скважина № 14 расположена в водонасыщенной зоне пласта I сформированной, предположительно, оттесненной в пониженные участки залежи вблизи зон выклинивания конденсационной водой образовавшейся при формировании залежи. Именно такой вывод о происхождении вод пласта I был сделан на основании того, что средние значения остаточной водонасыщенности (менее 0,2 д.е.) в пределах внутреннего контура нефтеносности соответствуют таковым для смачиваемых нефтью коллекторов<sup>38</sup>.

Для смачиваемых водой коллекторов (остаточная водонасыщенность в пределах внутреннего контура нефтеносности больше 0,2 д.е.) в процессе формирования залежи происходит миграция УВ в изначально водонасыщенные пласты с последующим оттеснением пластовой воды в пониженные участки залежи, то есть вода присутствует в залежи до ее формирования.

Для смачиваемых же нефтью коллекторов насыщение водой может происходить либо при формировании залежи, либо после ее формирования за счет внедрения пластовых вод извне. Поскольку мы предполагаем, что залежь пласта I палеоцена представляет собой замкнутое песчано-алевритовое тело значительного простирания, наиболее вероятным механизмом образования водонасыщенной зоны в нем является формирование одновременно с залежью.

Учет наличия в пласте I палеоцена водонасыщенной зоны при подсчете прогнозных запасов нефти осуществлялся путем установки положения водо-нефтяного контакта на абсолютной отметке -1961 м, ограничивающей скважину № 14 (рисунок 3.3).

Как было упомянуто выше, моделирование распределения общих толщин и отношений толщин для построения соответствующих карт осуществлялось по методу радиально-базисных функций.

---

<sup>38</sup> Craig Jr. F. F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Dallas: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc., 1971. 141 p.

Результаты построения карт общих толщин и отношений толщин представлены на рисунках 3.6-3.11.

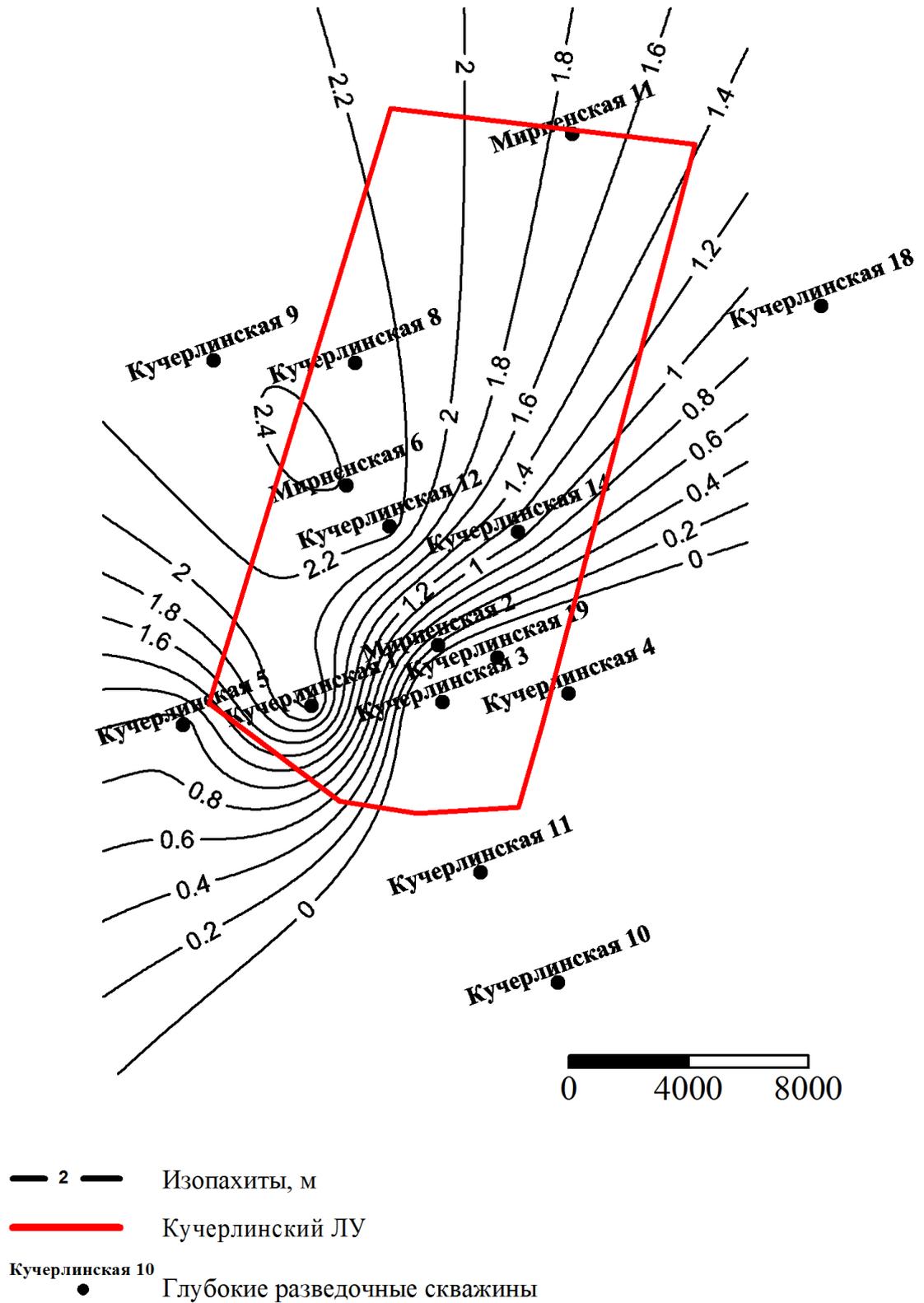


Рисунок 3.6 – Карта общих толщин I пласта палеоцена

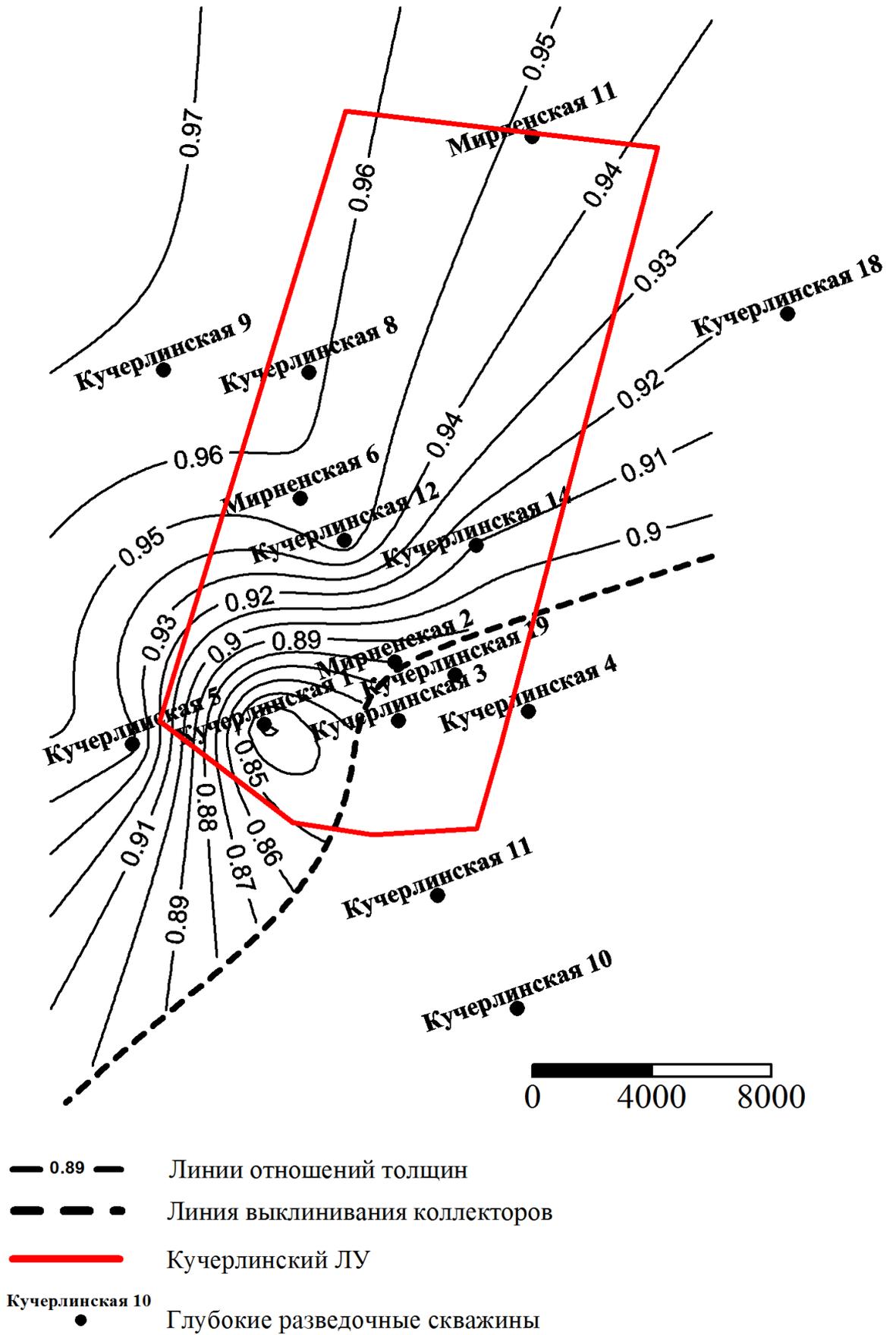


Рисунок 3.7 – Карта отношений толщин I пласта палеоцена

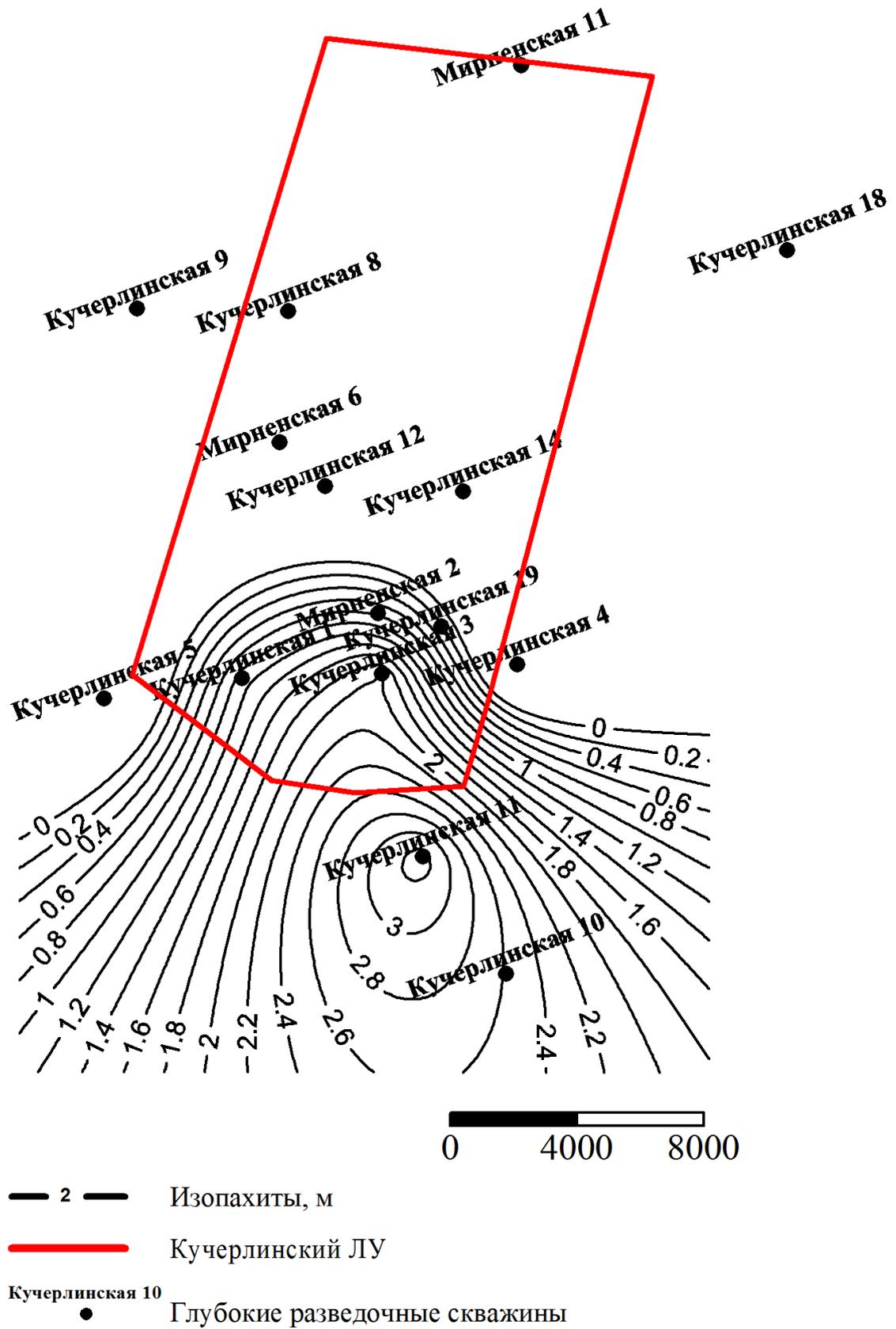


Рисунок 3.8 – Карта общих толщин II пласта палеоцена

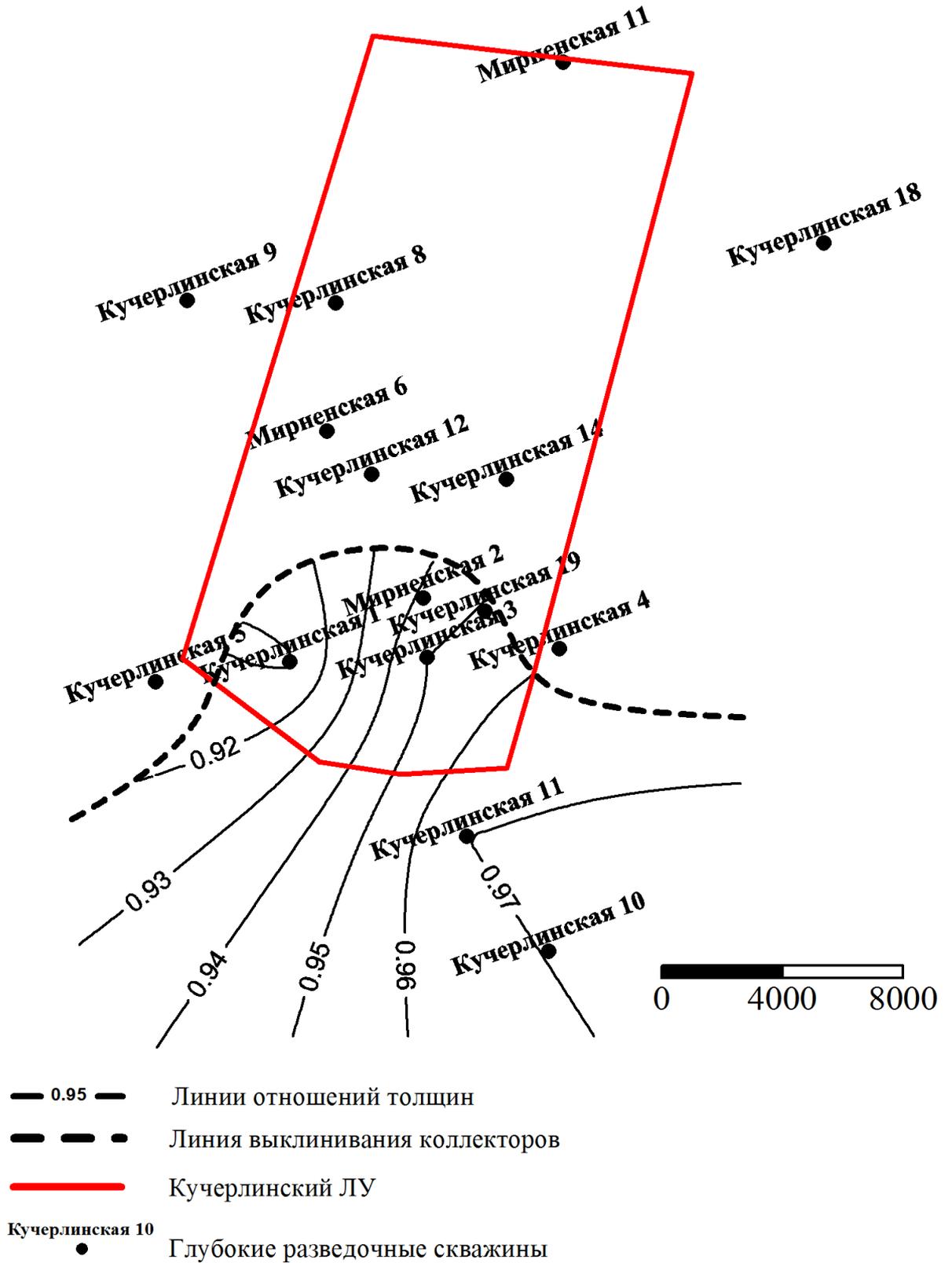


Рисунок 3.9 – Карта отношений толщин II пласта палеоцена

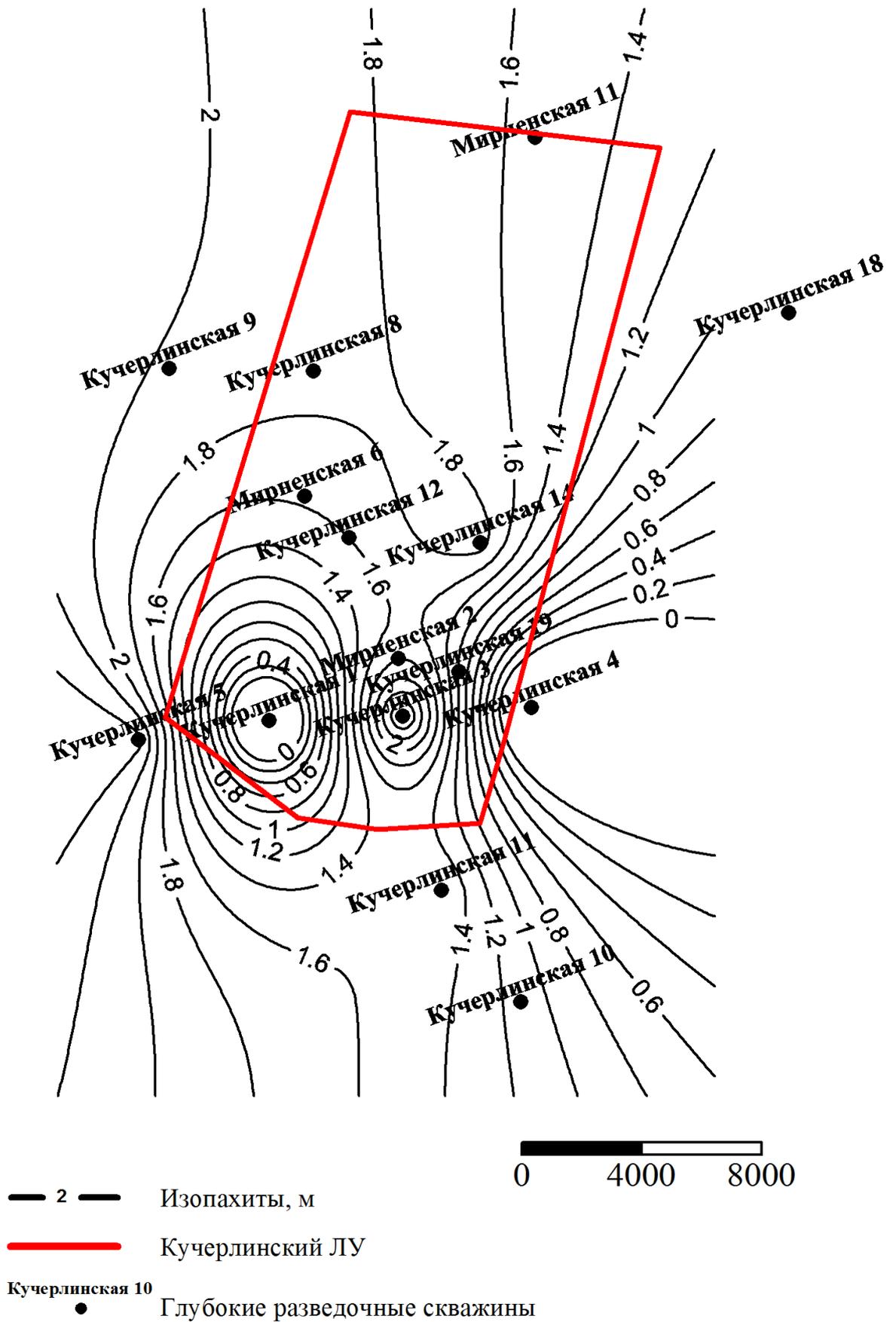


Рисунок 3.10 – Карта общих толщин датского яруса

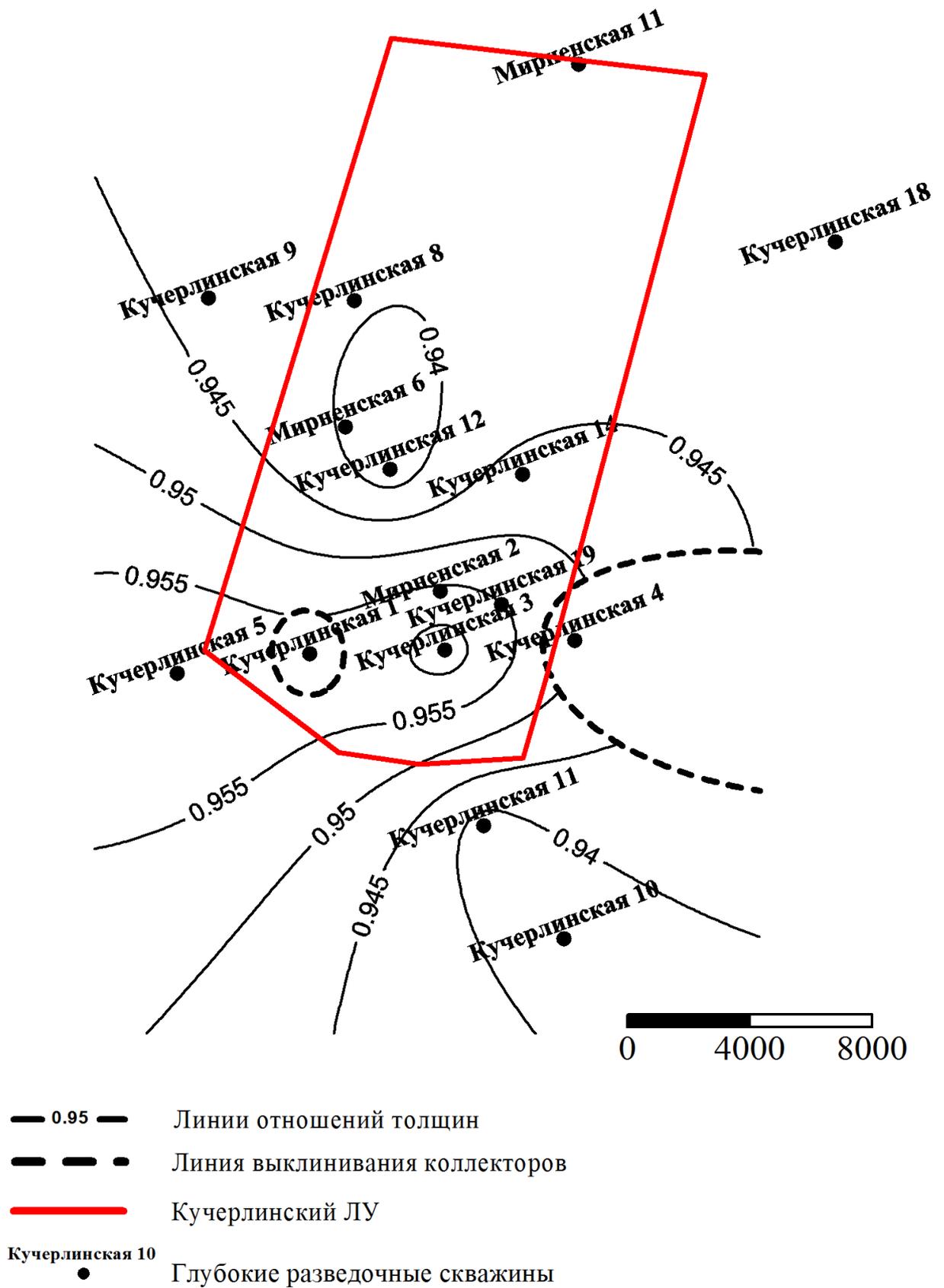


Рисунок 3.11 – Карта отношений толщин датского яруса

В целях моделирования пласты I, II палеоцена и датский ярус были разбиты общей ортогональной сеткой с угловыми координатами следующим образом:

- 28 ячеек по 500 метров в направлении оси X;
- 46 ячеек по 500 метров в направлении оси Y;
- 30 ячеек переменной толщины в направлении оси Z.

Общее количество ячеек в первоначальной глобальной сетке составило 38 640. Дополнительно в районе проектной скважины, подлежащей вводу в эксплуатацию, было произведено локальное измельчение сетки для повышения точности расчета забойных параметров. При этом ячейка глобальной сетки разбивалась в направлениях осей x и y на 10 ячеек локальной по 50 метров каждая. Измельчение сетки осуществлялось как в блоке самой скважины, так и в двух соседних блоках в каждом из направлений. Общее количество ячеек в модели с учетом локального измельчения составило 113 640.

Общий вид модели с распределением глубин залегания представлен на рисунке 3.12.

Ввиду отсутствия достаточной статистической массы для моделирования распределения фильтрационно-емкостных свойств геостатистическими методами, моделирование распределения значений пористости и проницаемости по пласту I палеоцена и датскому ярусу осуществлялось по методу радиально-базисных функций.

По пласту II палеоцена имеются лишь две точки данных ФЕС (таблица 3.2) в связи с чем, значения пористости и проницаемости были приняты как среднее.

Распределение значений пористости и проницаемости по каркасу модели перспективных коллекторов представлено на рисунках 3.13 и 3.14.

### Глубина залегания кровли, м

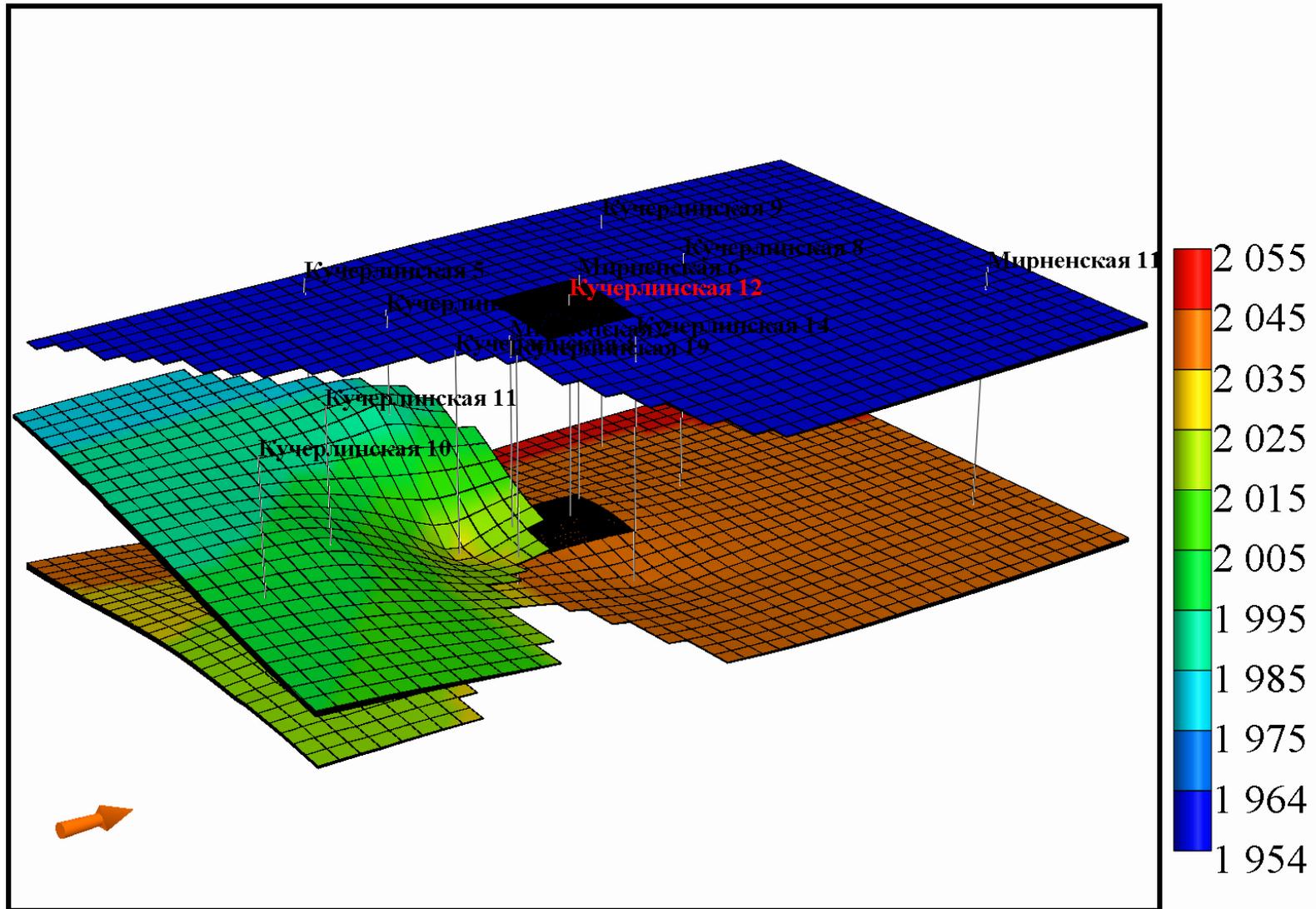


Рисунок 3.12 – Общий вид геолого-гидродинамической модели пластов I, II палеоцена и датского яруса

# Открытая пористость, д.е.

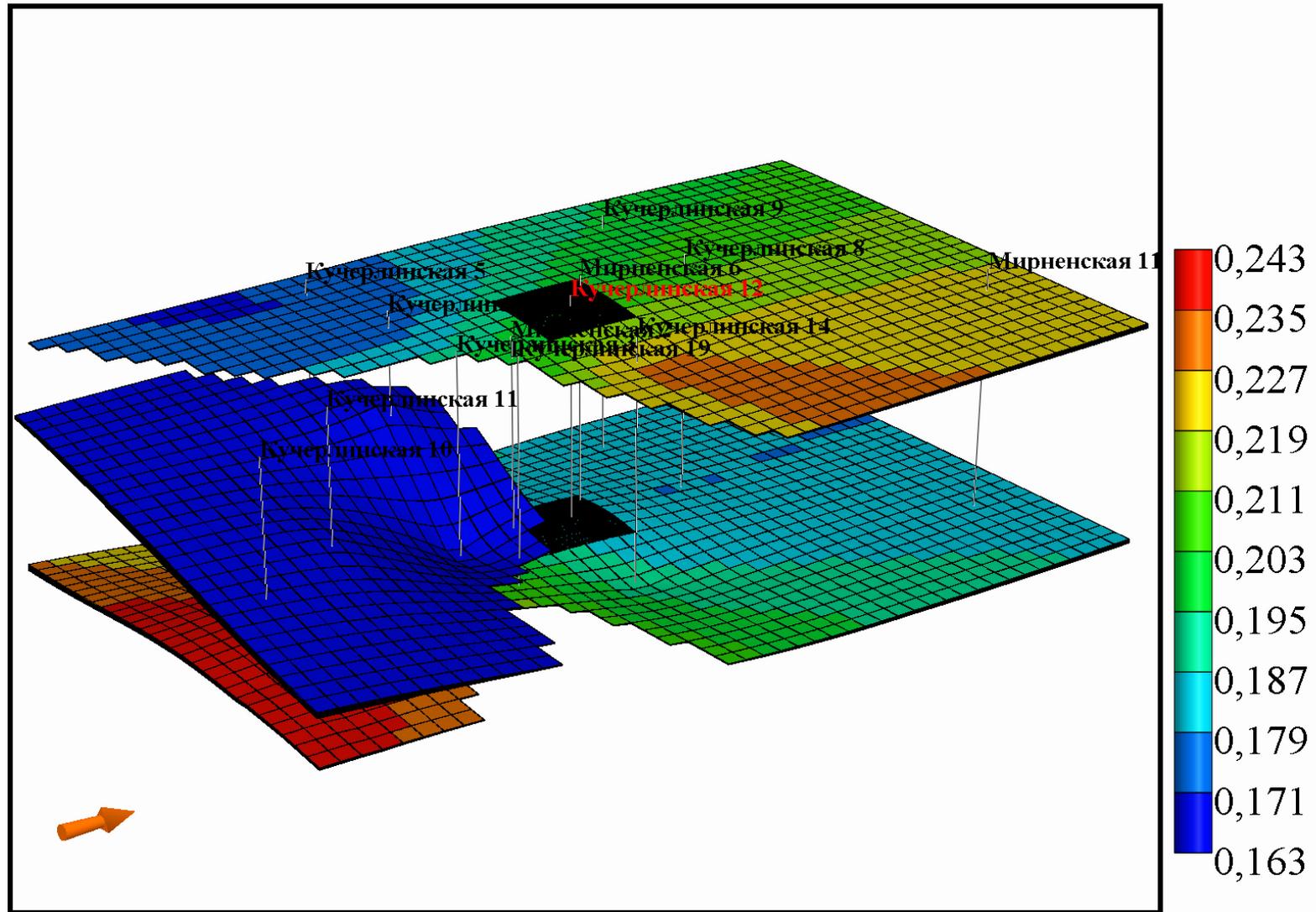


Рисунок 3.13 – Распределение значений пористости по каркасу модели

# Проницаемость, мД

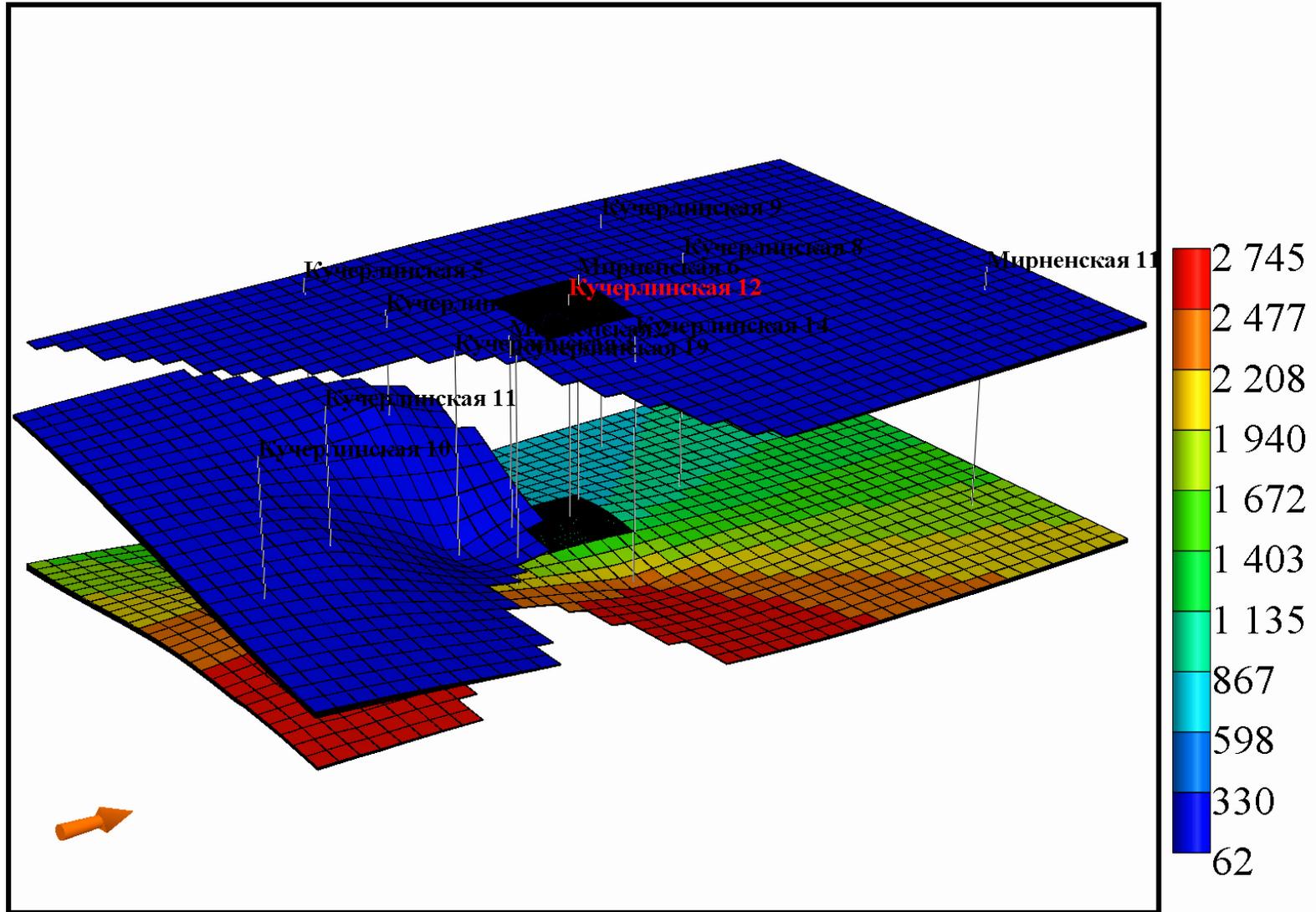


Рисунок 3.14 – Распределение значений проницаемости по каркасу модели

В целях подсчета запасов и последующего расчета параметров разработки были определены прогнозные значения пластовых температур и давлений.

Значения температур рассчитывались исходя из геотермического градиента в районе расположения Кучерлинского участка согласно выражению:

$$t = t_0 + \frac{dt}{dh}(h - h_0), \quad (3.3)$$

- где  $t$  - пластовая температура на глубине определения, °С;  
 $t_0$  - температура нейтрального слоя, °С;  
 $\frac{dt}{dh}$  - геотермический градиент, °С/м;  
 $h$  - глубина определения пластовой температуры, м;  
 $h_0$  - глубина залегания нейтрального слоя, м.

Аналогично отложениям палеоцена Благодарненского участка недр<sup>39</sup> в разрезе палеоцена и датского яруса Кучерлинского участка отсутствуют зоны глин аномального сопротивления, соответствующие участкам разреза с аномально-высоким пластовым давлением. Поэтому, по аналогии с Благодарненским участком недр в пластах I, II палеоцена и датском ярусе был принят гидростатический градиент порового давления.

Предположение об отсутствии значимого АВПД в разрезе палеоцена и датского яруса Кучерлинского участка недр подтверждается результатами бурения, согласно которым при плотности бурового раствора изменяющейся в пределах от 1,2 до 1,26 г/см<sup>3</sup>, открытого фонтанирования, по аналогии с соседним Журавским нефтяным месторождением<sup>40</sup>, получено не было.

По результатам интерпретации материалов первичных ГИС скважин Кучерлинского участка максимальная расчетная минерализация пластовой воды в разрезе палеоцена составила 52822 мг/л, что соответствует плотности 1,04 г/см<sup>3</sup>. На основании этого градиент порового давления в разрезе палеоцена и датского яруса Кучерлинского участка был принят равным 1,04 г/см<sup>3</sup>.

<sup>39</sup> Инвестиционный проект освоения нефтяных залежей Благодарненского перспективного участка. С. 56-61.

<sup>40</sup> Бурштар М. С. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. С. 391.

Прогнозные значения давлений и температур по пластам I, II палеоцена и датскому ярусу представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Прогнозные значения пластовых давлений и температур по пластам I, II палеоцена и датскому ярусу

| Объект       | Наименование параметра   | Численное значение |
|--------------|--|--------------------|
| I пласт      | Глубина залегания нейтрального слоя, м                               | 25                 |
|              | Температура нейтрального слоя, °С                                    | 13                 |
|              | Геотермический градиент, °С/м  | 0,0559             |
|              | Относительная отметка определений пластовых давлений и температур, м | 2159,83            |
|              | Ожидаемая пластовая температура, °С                                  | 132,37             |
|              | Ожидаемый градиент порового давления, г/см <sup>3</sup>              | 1,04               |
|              | Ожидаемое пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>                    | 224,70             |
| II пласт     | Глубина залегания нейтрального слоя, м                               | 25                 |
|              | Температура нейтрального слоя, °С                                    | 13                 |
|              | Геотермический градиент, °С/м  | 0,0559             |
|              | Относительная отметка определений пластовых давлений и температур, м | 2201,60            |
|              | Ожидаемая пластовая температура, °С                                  | 134,71             |
|              | Ожидаемый градиент порового давления, г/см <sup>3</sup>              | 1,04               |
|              | Ожидаемое пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>                    | 229,05             |
| Датский ярус | Глубина залегания нейтрального слоя, м                               | 25                 |
|              | Температура нейтрального слоя, °С                                    | 13                 |
|              | Геотермический градиент, °С/м  | 0,0559             |
|              | Относительная отметка определений пластовых давлений и температур, м | 2234,04            |
|              | Ожидаемая пластовая температура, °С                                  | 136,52             |
|              | Ожидаемый градиент порового давления, г/см <sup>3</sup>              | 1,04               |
|              | Ожидаемое пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>                    | 232,42             |

Свойства пластовой нефти рассчитывались с помощью корреляций откалиброванных по результатам фактических PVT исследований проб нефти из

отложений палеоцена скважины № 22 Прасковейской Чепаковского месторождения – таблица 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты лабораторных исследований глубинной пробы нефти из скважины № 22 Прасковейской Чепаковского месторождения и прогнозные параметры пластовой нефти по Кучерлинскому участку

| Объект  | Наименование параметра  | Численное значение    |
|---|---|-----------------------|
| 1   | 2   | 3                     |
| скважина № 22<br>Прасковейская<br>Чепаковского<br>месторождения<br>(лабораторное<br>исследование) | Пластовая температура, °С   | 144                   |
|   | Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>                           | 309,97                |
|   | Объемный коэффициент пластовой нефти                              | 1,29                  |
|   | Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>                    | 87,08                 |
|   | Давление насыщения, кгс/см <sup>2</sup>                           | 117,79                |
|   | Вязкость пластовой нефти, сПз                                     | 0,507                 |
|   | Сжимаемость пластовой нефти, (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup> | 1,96×10 <sup>-4</sup> |
|   | Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>           | 741                   |
|   | Плотность нефти в С.У., кг/м <sup>3</sup>                         | 838,9                 |
| I пласт палеоцена<br>Кучерлинского<br>участка<br>(прогнозный расчет)                              | Пластовая температура, °С   | 132,37                |
|   | Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>                           | 224,70                |
|   | Объемный коэффициент пластовой нефти                              | 1,3                   |
|   | Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>                    | 87,08                 |
|   | Давление насыщения, кгс/см <sup>2</sup>                           | 98,43                 |
|   | Вязкость пластовой нефти, сПз                                     | 0,48                  |
|   | Сжимаемость пластовой нефти, (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup> | 2,19×10 <sup>-4</sup> |
|   | Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>           | 731,93                |
|   | Плотность нефти в С.У., кг/м <sup>3</sup>                         | 838,9                 |
| II пласт палеоцена<br>Кучерлинского<br>участка<br>(прогнозный расчет)                             | Пластовая температура, °С   | 134,71                |
|   | Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>                           | 229,05                |
|   | Объемный коэффициент пластовой нефти                              | 1,3                   |
|   | Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>                    | 87,08                 |
|   | Давление насыщения, кгс/см <sup>2</sup>                           | 99,00                 |
|   | Вязкость пластовой нефти, сПз                                     | 0,48                  |
|   | Сжимаемость пластовой нефти, (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup> | 2,18×10 <sup>-4</sup> |
|   | Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>           | 731,61                |
|   | Плотность нефти в С.У., кг/м <sup>3</sup>                         | 838,9                 |

## Продолжение таблицы 3.4

| 1   | 2   | 3                     |
|---|---|-----------------------|
| Датский ярус<br>Кучерлинского<br>участка<br>(прогнозный расчет) | Пластовая температура, °С   | 136,52                |
|   | Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>                           | 232,42                |
|   | Объемный коэффициент пластовой нефти                              | 1,3                   |
|   | Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>                    | 87,08                 |
|   | Давление насыщения, кгс/см <sup>2</sup>                           | 99,43                 |
|   | Вязкость пластовой нефти, сПз                                     | 0,48                  |
|   | Сжимаемость пластовой нефти, (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup> | 2,17×10 <sup>-4</sup> |
|   | Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>           | 731,36                |
|   | Плотность нефти в С.У., кг/м <sup>3</sup>                         | 838,9                 |

Подсчет запасов объемным методом на трехмерной модели заключается в определении запасов в пределах элементарного объема модели (ячейки модели) и последующем их суммировании согласно выражению<sup>41,42</sup>:

$$N = \sum_{i=1}^n N_i, \quad (3.4)$$

где  $N$  - начальные геологические запасы по модели объекта, м<sup>3</sup>;  
 $N_i$  - начальные геологические запасы в пределах элементарного объема модели, м<sup>3</sup>;

$$N_i = PV_i \times \frac{1}{B_{н.і}} \times (1 - S_{в.і}), \quad (3.5)$$

где  $PV_i$  - поровый объем  $i$ -той ячейки, м<sup>3</sup>;  
 $B_{н.і}$  - объемный коэффициент нефти в пределах  $i$ -той ячейки;  
 $S_{в.і}$  - водонасыщенность в пределах  $i$ -той ячейки, д.е.;

<sup>41</sup> Петерсилье В. И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. С. 1/1-1/4.

<sup>42</sup> MacKay V. Determination of Oil and Gas Reserves: Petroleum Society Monograph No. 1. Altona: The Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, 1994. 362 p.

$$PV_i = A_i h_i \times \varphi_i, \quad (3.6)$$

где  $A_i$  - площадь  $i$ -той ячейки, м<sup>2</sup>;  
 $h_i$  - толщина  $i$ -той ячейки, м;  
 $\varphi_i$  - открытая пористость  $i$ -той ячейки, д.е.

Оценка подвижных запасов осуществляется с учетом остаточной нефтенасыщенности. При этом, в случае возможности проявления комбинированного режима работы залежи, из ряда значений остаточных нефтенасыщенностей, получаемых при вытеснении нефти водой и при вытеснении нефти газом, выбирается максимальное.

Ввиду отсутствия специальных исследований кернов по отложениям палеоцена и датского яруса Кучерлинского участка, значения остаточных нефтенасыщенностей при вытеснении нефти водой<sup>43</sup> и при вытеснении нефти газом<sup>44</sup> рассчитывались по корреляциям:

$$S_{\text{н.ост.в}} = \frac{S_{\text{н.}}}{2}, \quad (3.7)$$

где  $S_{\text{н.ост.в}}$  - остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой, д.е.;  
 $S_{\text{н.}}$  - начальная нефтенасыщенность коллектора, д.е.;

$$S_{\text{н.ост.г}} = 0,25S_{\text{н.}}, \quad (3.8)$$

где  $S_{\text{н.ост.г}}$  - остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти газом, д.е.

<sup>43</sup> Residual oil saturation dependence on initial water saturation in clean water-wet sandstone / Hazlett R. D. [et al.]. // Society of Core Analysts International Symposium. Golden, 1999. 13 p.

<sup>44</sup> Mulyadi H., Mason T., Steer D. Applying MAK Gas-Water Relative Permeability Correlations to Predict a Gas-Condensate Relative Permeability and Production Performance (Case Study) // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Richardson, 2002. 15 p.

Общее выражение для расчета подвижных запасов нефти имеет вид<sup>45</sup>:

$$N_{\text{под.}} = \sum_{i=1}^n N_{i.\text{под.}}, \quad (3.9)$$

где  $N_{\text{под.}}$  - подвижные запасы по модели объекта, м<sup>3</sup>;  
 $N_{i.\text{под.}}$  - подвижные запасы в пределах элементарного объема модели, м<sup>3</sup>;

$$N_{i.\text{под.}} = PV_i \times \frac{1}{B_{н.i}} \times (1 - S_{в.i} - S_{н.ост.i}), \quad (3.10)$$

где  $S_{н.ост.i}$  - остаточная нефтенасыщенность в пределах  $i$ -той ячейки, д.е.

Коэффициент извлечения нефти при полной выработке подвижных запасов определялся согласно выражению<sup>46</sup>:

$$\text{КИН} = \frac{N_{\text{под.}}}{N} \cdot 100\%, \quad (3.11)$$

где КИН - коэффициент извлечения нефти, %.

Результаты подсчета прогнозных запасов нефти по объекту инвестирования представлены в таблице 3.5.

<sup>45</sup> MacKay V. Determination of Oil and Gas Reserves. P. 214-220.

<sup>46</sup> Ibid. P.17.

Таблица 3.5 – Прогнозные запасы нефти

| Объект подсчета   | Наименование параметра   |   | Численное значение |                    |      |
|---|--|---|--------------------|--------------------|------|
| залежи пластов I, II палеоцена и датского яруса в границах модели | Геологические запасы нефти в границах модели                           | млн м <sup>3</sup>                        | 115,84             |                    |      |
|   |  | млн т                                     | 97,18              |                    |      |
|   | Подвижные запасы нефти в границах модели                               | млн м <sup>3</sup>                        | 57,87              |                    |      |
|   |  | млн т                                     | 48,55              |                    |      |
|   | Коэффициент извлечения нефти при полной выработке подвижных запасов, % |   |                    | 50                 |      |
|   | Плотность нефти в С.У., т/м <sup>3</sup>                               |   |                    | 0,8389             |      |
| Кучерлинский участок недр   | Геологические запасы нефти в границах участка                          | пласт I                                   | млн м <sup>3</sup> | 15,81              |      |
|   |  |   | млн т              | 13,27              |      |
|   |  | пласт II                                  | млн м <sup>3</sup> | 4,99               |      |
|   |  |   | млн т              | 4,19               |      |
|   |  | датский ярус                              | млн м <sup>3</sup> | 28,23              |      |
|   |  |   | млн т              | 23,68              |      |
|   |  | <b>Всего</b>                              | млн м <sup>3</sup> | 49,04              |      |
|   |  |   | млн т              | 41,14              |      |
|   |  | Подвижные запасы нефти в границах участка | пласт I            | млн м <sup>3</sup> | 7,91 |
|   |  |   |                    | млн т              | 6,63 |
|   |  |   | пласт II           | млн м <sup>3</sup> | 2,50 |
|   |  |   |                    | млн т              | 2,09 |
|   | датский ярус   |   | млн м <sup>3</sup> | 14,12              |      |
|   |  |   | млн т              | 11,84              |      |
|   | <b>Всего</b>   |   | млн м <sup>3</sup> | 24,52              |      |
|   |  |   | млн т              | 20,57              |      |
|   | Коэффициент извлечения нефти при полной выработке подвижных запасов, % |   |                    | 50                 |      |
|   | Плотность нефти в С.У., т/м <sup>3</sup>                               |   |                    | 0,8389             |      |

Подсчет прогнозных запасов осуществлялся как в пределах объекта инвестирования, так и в целом по залежам пластов I, II палеоцена и датского яруса, поскольку границы коллектора не ограничиваются границами лицензионного участка и в процессе эксплуатации ожидается приток нефти из-за его пределов.

#### 4 Расчет прогнозных параметров минимально рентабельного варианта разработки объекта инвестирования

Расчет параметров минимально рентабельного варианта разработки перспективного участка недр осуществлялся путем гидродинамического моделирования варианта разработки с минимальным дебитом нефти, обеспечивающим заданный уровень рентабельности. Моделирование осуществлялось в формулировке «нелетучей» нефти.

Моделирование выполнялось с целью оценки: возможности работы скважины объекта инвестирования в течении всего срока реализации проекта с заданным дебитом; вероятности преждевременного обводнения скважины объекта и объемов поступления попутной воды; сроков естественного фонтанирования скважины объекта, прекращение которого приводило бы к удорожанию проекта.

Значения фазовых проницаемостей в целях гидродинамического моделирования, ввиду отсутствия специальных исследований кернов, рассчитывались по корреляциям Корея-Брукса<sup>47</sup>:

$$k_{\text{отн.в.}} = k_{\text{отн.в.н.ост.в.}} \left( \frac{S_{\text{в.}} - S_{\text{в.крит.}}}{1 - S_{\text{в.крит.}} - S_{\text{н.ост.в.}}} \right)^{n_{\text{в.}}} ; \quad (4.1)$$

$$k_{\text{отн.н.в.}} = k_{\text{отн.н.в.ост.}} \left( \frac{S_{\text{н.}} - S_{\text{н.ост.в.}}}{1 - S_{\text{в.крит.}} - S_{\text{н.ост.в.}}} \right)^{n_{\text{н.в.}}} ; \quad (4.2)$$

$$k_{\text{отн.н.г.}} = k_{\text{отн.н.г.ост.}} \left( \frac{S_{\text{ж.}} - S_{\text{н.ост.г.}} - S_{\text{в.ост.}}}{1 - S_{\text{г.ост.}} - S_{\text{н.ост.г.}} - S_{\text{в.ост.}}} \right)^{n_{\text{н.г.}}} ; \quad (4.3)$$

$$k_{\text{отн.г.}} = k_{\text{отн.г.ж.ост.}} \left( \frac{S_{\text{г.}} - S_{\text{г.крит.}}}{1 - S_{\text{г.крит.}} - S_{\text{н.ост.г.}} - S_{\text{в.ост.}}} \right)^{n_{\text{г.}}} ; \quad (4.4)$$

<sup>47</sup> Molina N. N. A systematic approach to the relative permeability problem in reservoir simulation // 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, 1980. 13 p.

$$S_{ж.} = S_{н.} + S_{в.ост.} \quad (4.5)$$

- где
- $k_{отн.в.}$  - относительная фазовая проницаемость по воде в системе нефть-вода, д.е.;
  - $k_{отн.в.н.ост.в}$  - относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности в системе нефть-вода, д.е.;
  - $S_{в.}$  - текущая водонасыщенность, д.е.;
  - $S_{в.крит.}$  - критическая водонасыщенность, д.е.;
  - $S_{н.ост.в.}$  - остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой, д.е.;
  - $k_{отн.н.в.}$  - относительная фазовая проницаемость по нефти в системе нефть-вода, д.е.;
  - $k_{отн.н.в.ост.}$  - относительная фазовая проницаемость по нефти при реликтовой водонасыщенности в системе нефть-вода, д.е.;
  - $S_{н.}$  - текущая нефтенасыщенность, д.е.;
  - $S_{в.ост.}$  - реликтовая водонасыщенность коллектора, д.е.;
  - $k_{отн.н.г.}$  - относительная фазовая проницаемость по нефти в системе нефть-газ, д.е.;
  - $k_{отн.н.г.ост.}$  - относительная фазовая проницаемость по нефти при реликтовой газонасыщенности в системе нефть-газ, д.е.;
  - $S_{ж.}$  - текущая насыщенность жидкостью в системе нефть-газ, д.е.;
  - $S_{н.ост.г.}$  - остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти газом, д.е.;
  - $S_{г.ост.}$  - реликтовая газонасыщенность коллектора, д.е.;
  - $k_{отн.г.}$  - относительная фазовая проницаемость по газу в системе нефть-газ, д.е.;
  - $k_{отн.г.ж.ост.}$  - относительная фазовая проницаемость по газу при остаточной насыщенности жидкостью в системе нефть-газ, д.е.;
  - $S_{г.}$  - текущая газонасыщенность коллектора, д.е.;

- $S_{г.крит.}$  - критическая газонасыщенность коллектора, д.е.;
- $n_{в.}, n_{н.в.},$  - показатели степеней при расчете относительных фазовых проницаемостей.
- $n_{н.г.}, n_{г.}$

Значения реликтовой водонасыщенности определялись как среднее значение по скважинам, находящимся в пределах внутреннего контура нефтеносности.

Значения остаточных нефтенасыщенностей при вытеснении нефти водой и газом были рассчитаны в Главе 3 по выражениям (3.7) и (3.8).

Критическая водонасыщенность принималась на 1-2 % больше реликтовой.

Реликтовая газонасыщенность принималась равной нулю, поскольку в пределах отложений палеоцена и датского яруса на Кучерлинском участке предполагается отсутствие газовой шапки и свободной газонасыщенности.

Критическая газонасыщенность, в случае снижения пластового давления ниже давления насыщения и проявления режима растворенного газа, принималась равной 5 % от порового объема или 0,05 д.е.

Относительная фазовая проницаемость по нефти при реликтовой водонасыщенности в системе нефть-вода принималась равной 0,8 согласно общим рекомендациям<sup>48</sup> для смачиваемых нефтью (реликтовая водонасыщенность в пределах внутреннего контура нефтеносности менее 0,2 д.е.) коллекторов. Согласно тем же рекомендациям относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности в системе нефть-вода принималась равной 0,4.

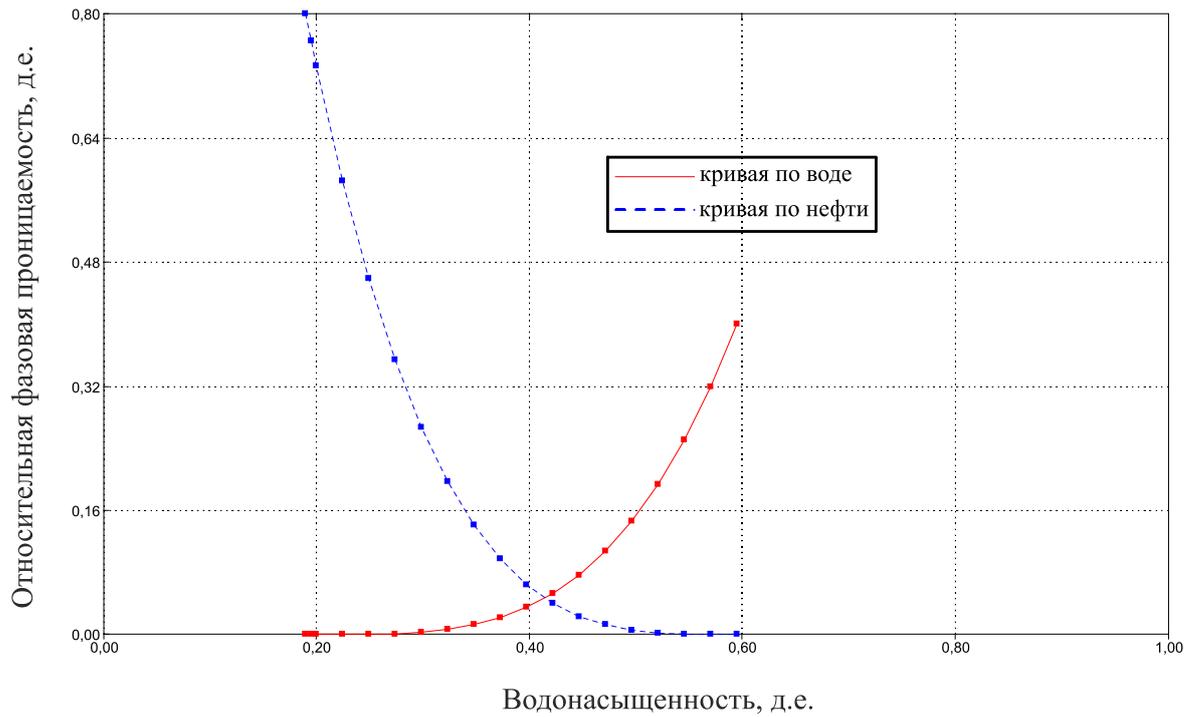
Относительная фазовая проницаемость по газу при остаточной насыщенности жидкостью в системе нефть-газ принималась равной 1.

Показатели степеней при расчете относительных фазовых проницаемостей принимались равными 3,5, что является рекомендуемым значением для коллекторов сложенных частицами с сильной вариацией размеров<sup>49</sup>.

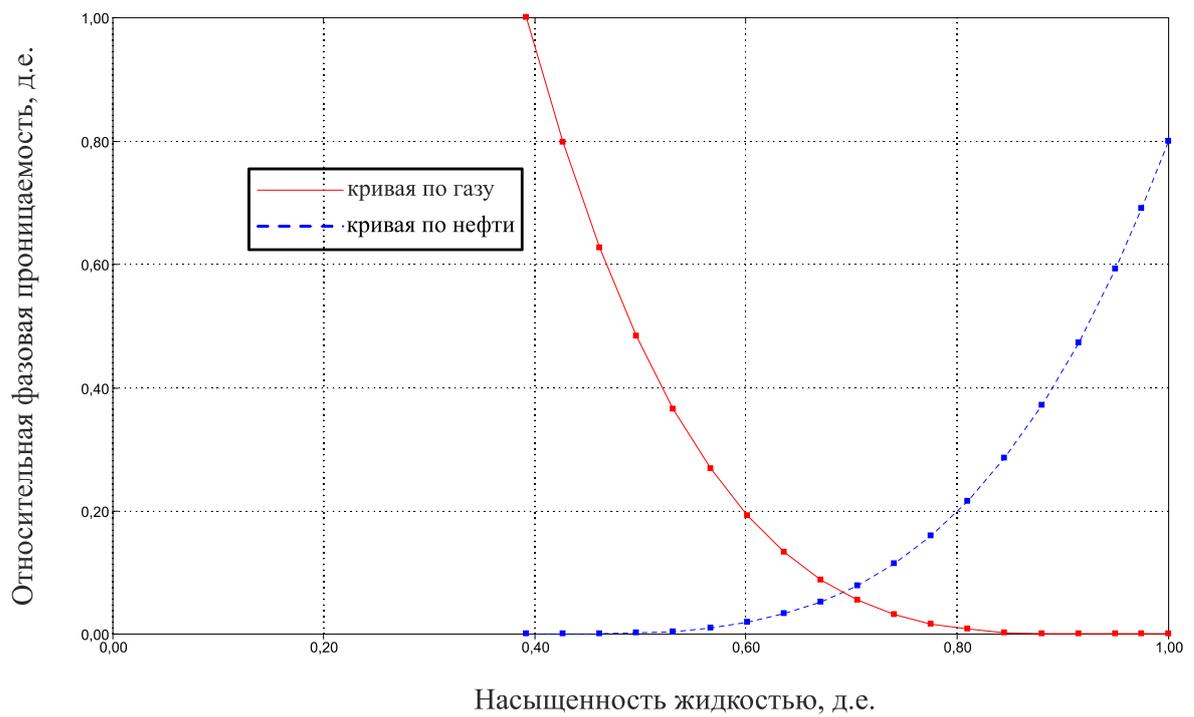
Кривые фазовых проницаемостей по пластам I, II палеоцена и датскому ярусу представлены на рисунках 4.1-4.3.

<sup>48</sup> Craig Jr. F. F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. P. 19-21.

<sup>49</sup> Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook, 2nd ed. P. 288.

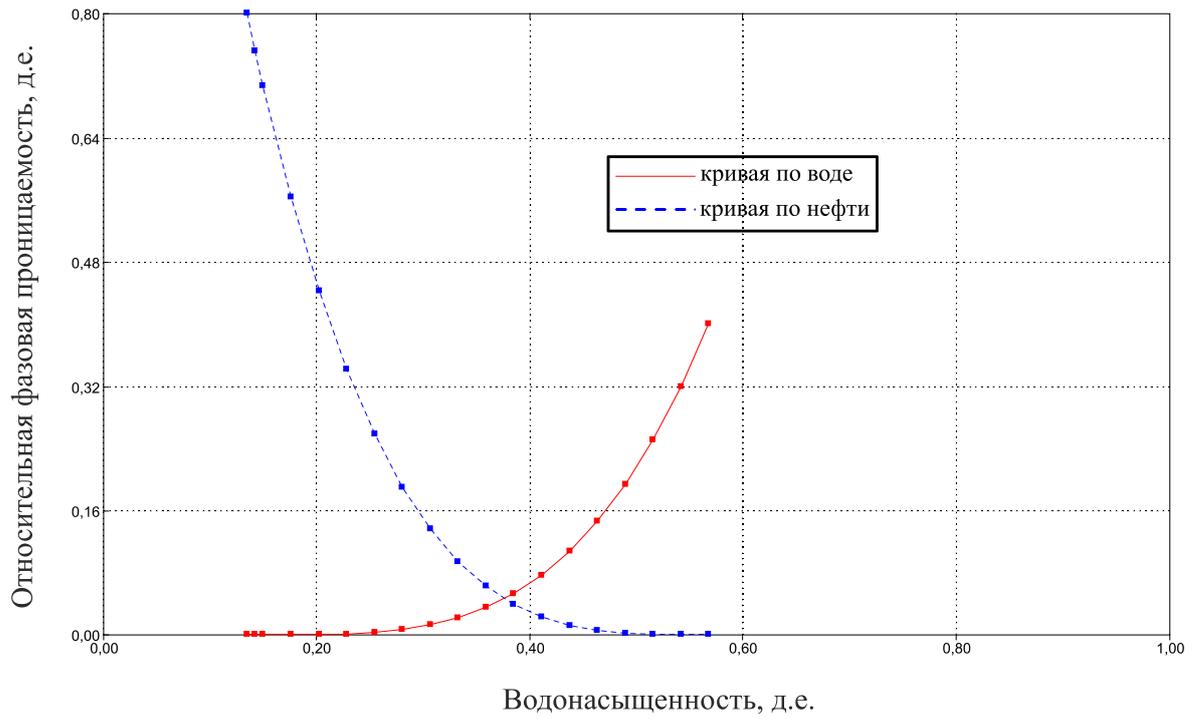


а) кривые фазовых проницаемостей для системы нефть-вода

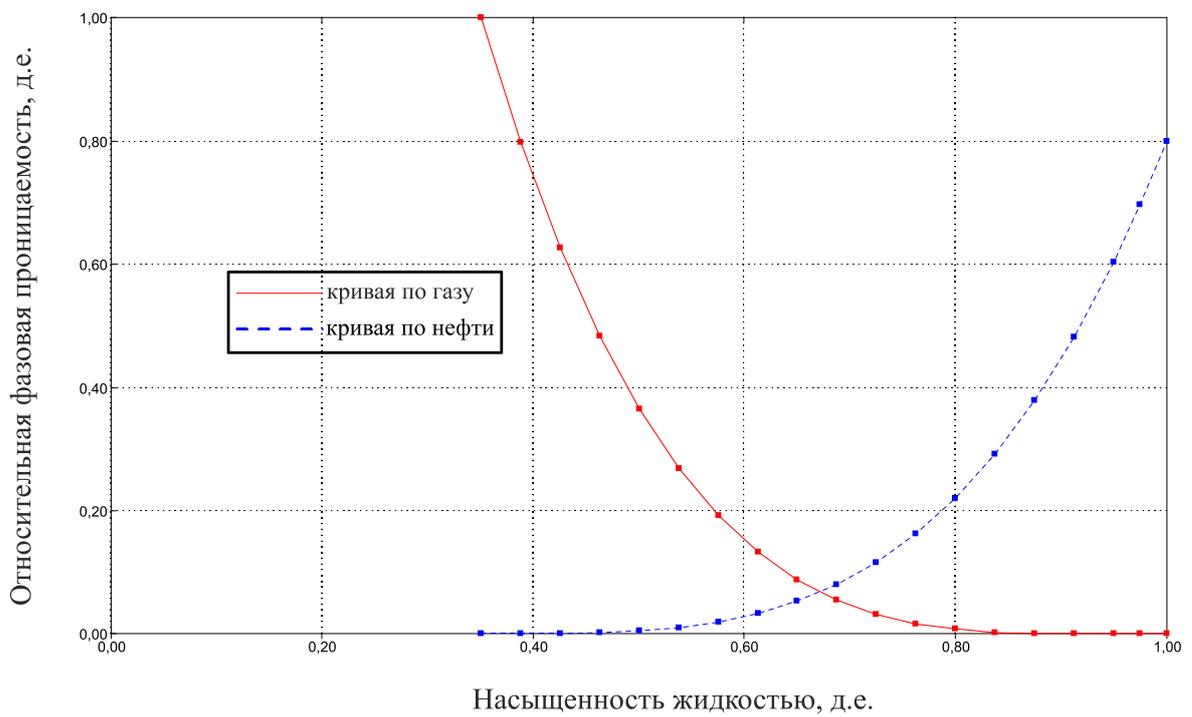


б) кривые фазовых проницаемостей для системы нефть-газ

Рисунок 4.1 – Кривые фазовых проницаемостей по пласту I палеоцена

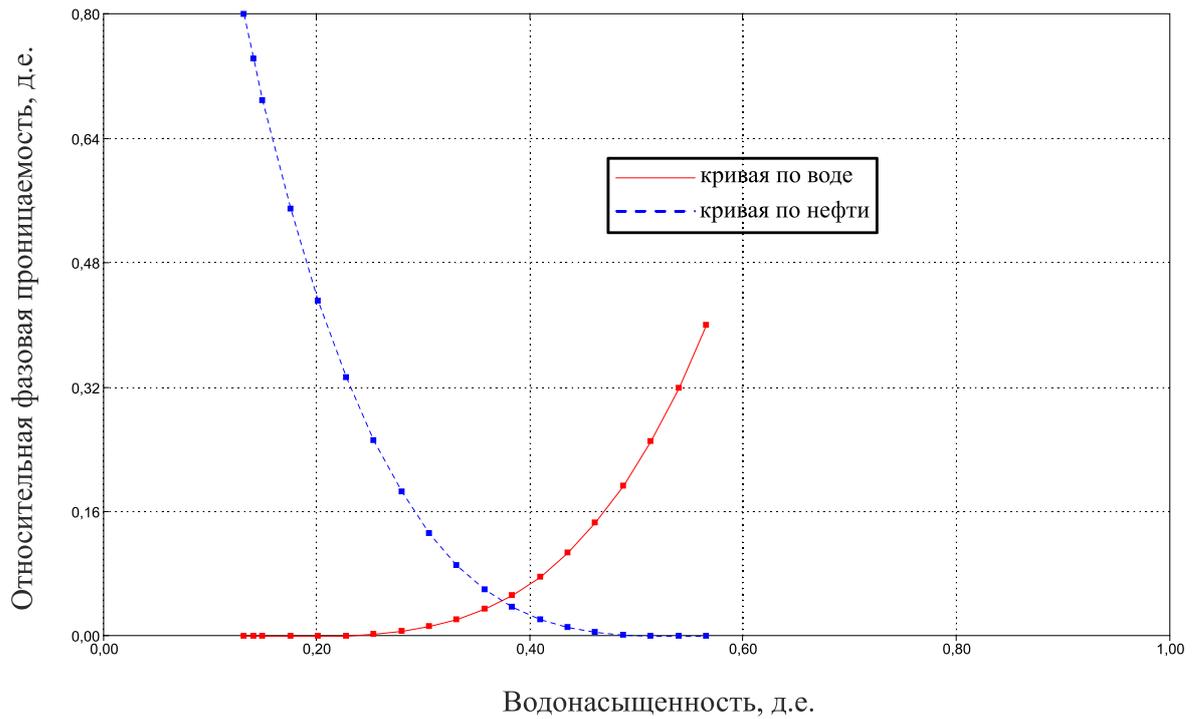


а) кривые фазовых проницаемостей для системы нефть-вода

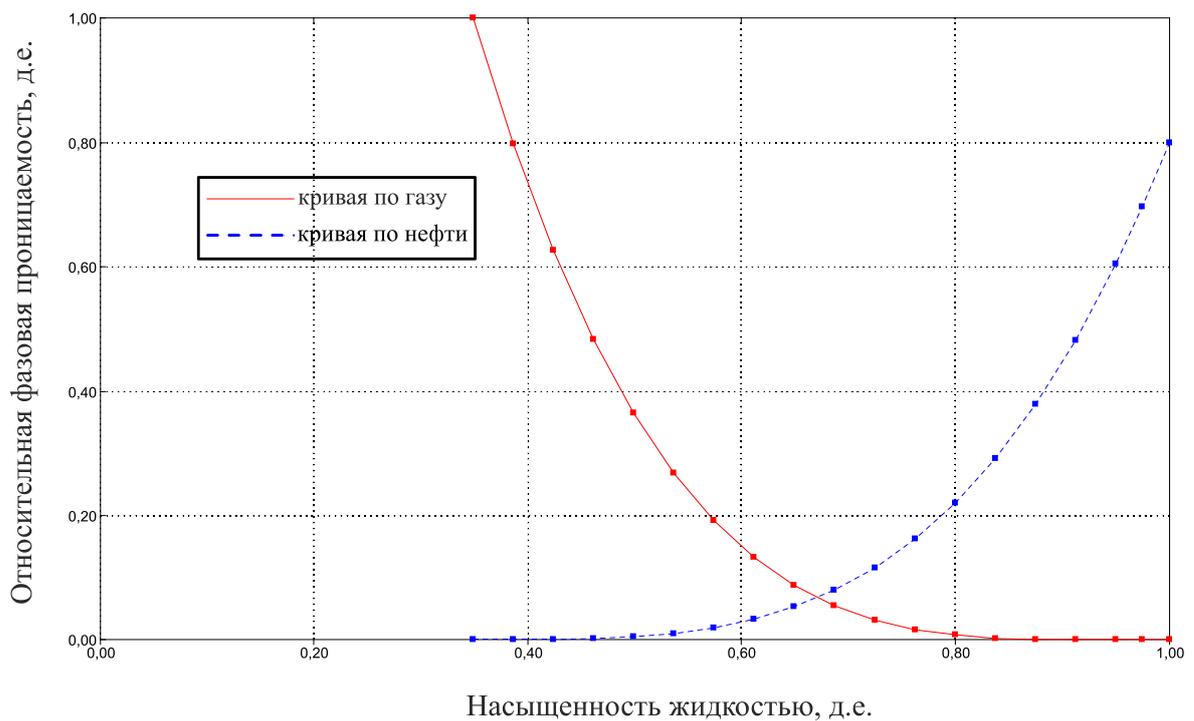


б) кривые фазовых проницаемостей для системы нефть-газ

Рисунок 4.2 – Кривые фазовых проницаемостей по пласту II палеоцена



а) кривые фазовых проницаемостей для системы нефть-вода



б) кривые фазовых проницаемостей для системы нефть-газ

Рисунок 4.3 – Кривые фазовых проницаемостей по датскому ярусу

Определение фазовой проницаемости нефти для трехфазной системы осуществлялось по модели Стоуна II<sup>50</sup>:

$$k_{отн.н.} = k_{отн.н.в.ост.} \left[ \left( \frac{k_{отн.н.в.}}{k_{отн.н.в.ост.}} + k_{отн.в.} \right) \left( \frac{k_{отн.н.г.}}{k_{отн.н.в.ост.}} + k_{отн.г.} \right) - (k_{отн.в.} + k_{отн.г.}) \right], \quad (4.6)$$

где  $k_{отн.н.}$  - относительная фазовая проницаемость по нефти в трехфазной системе, д.е.

Поля распределения относительной фазовой проницаемости по нефти в трехфазной системе для отложений палеоцена и датского яруса приведены на рисунках 4.4-4.6.

Расчет устьевых давлений при гидродинамическом моделировании осуществлялся исходя из модели потока дрейфа<sup>51</sup>, являющейся наиболее распространенной моделью при численном моделировании процесса разработки месторождений. Преимуществами данной модели являются учет проскальзывания фаз при многофазном потоке в лифтовых трубах, а также возможность моделирования разнонаправленных потоков, когда при малой общей скорости потока или закрытии скважины происходит осаждение тяжелых фаз в восходящем потоке легких фаз.

Процесс разработки объекта инвестирования в гидродинамической модели задавался как работа одной скважины с дебитом 60 м<sup>3</sup>/сут в течении пяти лет реализации проекта освоения. Дебит по участку недр в 60 м<sup>3</sup>/сут был определен на основании экономических расчетов как минимальный дебит, обеспечивающий заданную рентабельность проекта, что будет рассмотрено далее в Главе 5.

В качестве эксплуатационной рассматривалась скважина № 12 Кучерлинская, вскрывающая одновременно пласт I палеоцена и датский ярус. Выбор скважины № 12 объясняется ее достаточной удаленностью от зон выклинивания и водонасыщенной области пласта I. В качестве ограничивающих условий, определяющих выбытие скважины из эксплуатации, были установлены

<sup>50</sup> Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook, 2nd ed. P. 316.

<sup>51</sup> Drift-Flux Modeling of Multiphase Flow in Wellbores / Shi H. [et al.]. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson, 2003. 11 p.

обводненность продукции в 90 % и достижение устьевым давлением атмосферного, то есть прекращение естественного фонтанирования.

Результаты расчета параметров минимально рентабельного варианта разработки с помощью гидродинамической модели представлены в таблице 4.1.

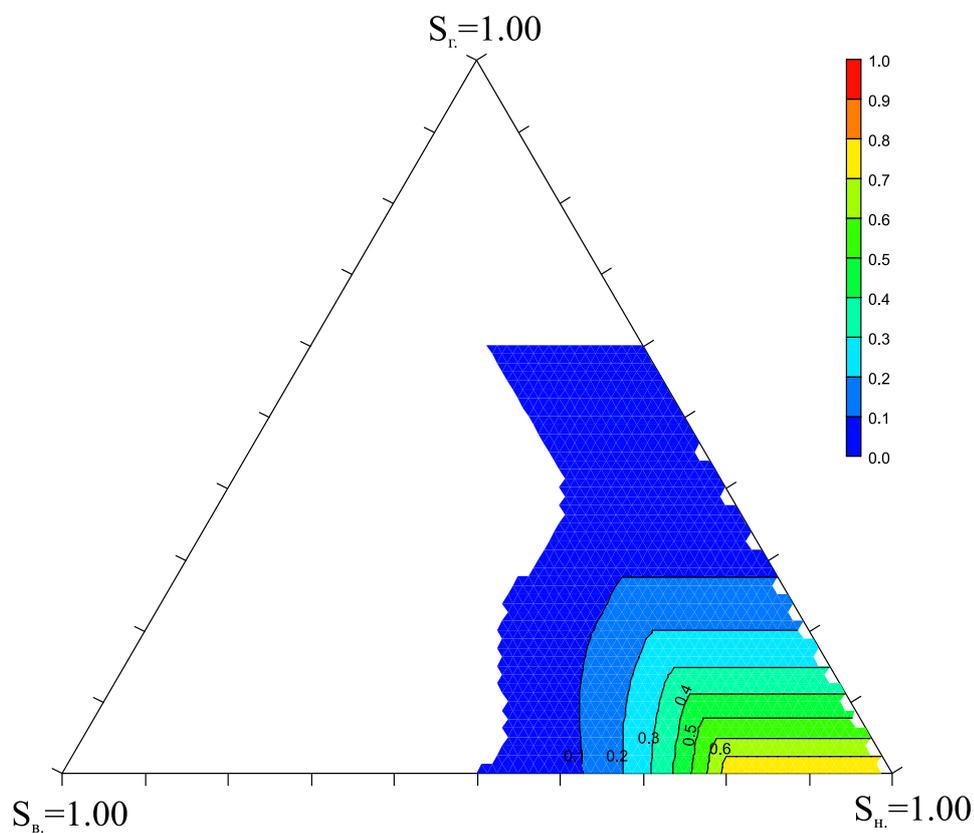


Рисунок 4.4 – Поле относительной фазовой проницаемости по нефти в трехфазной системе для пласта I палеоцена

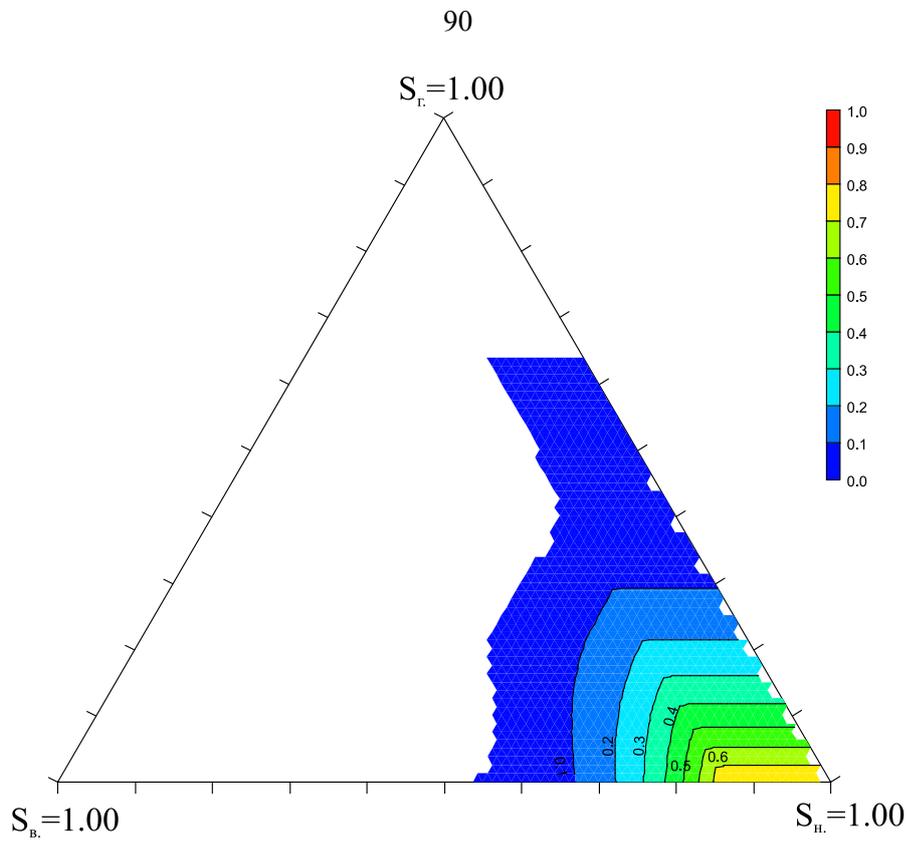


Рисунок 4.5 – Поле относительной фазовой проницаемости по нефти в трехфазной системе для пласта II палеоцена

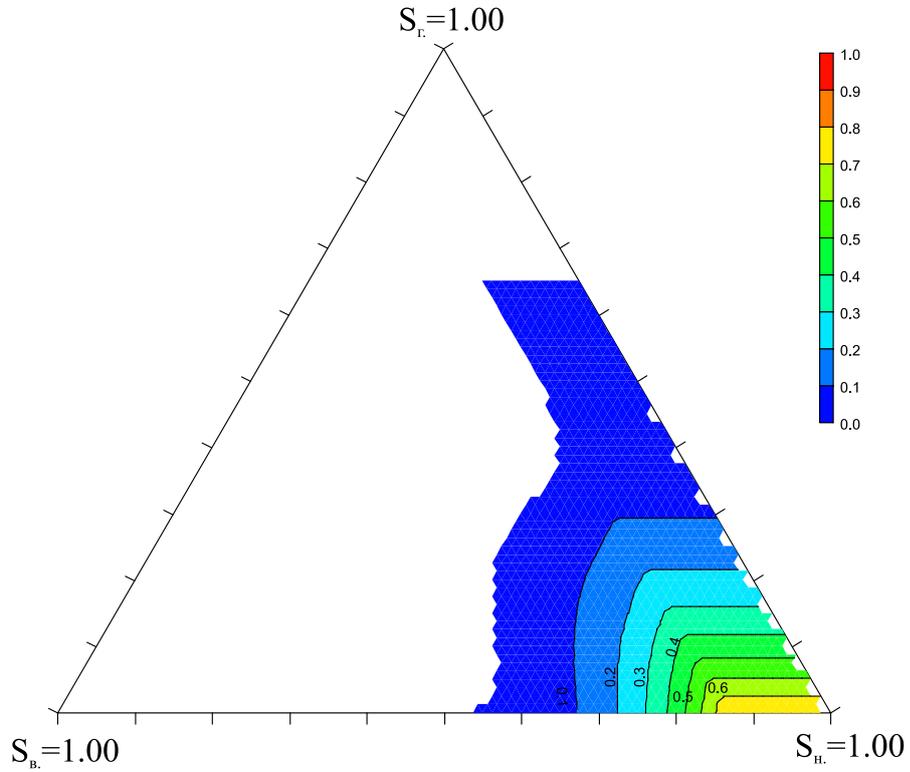


Рисунок 4.6 – Поле относительной фазовой проницаемости по нефти в трехфазной системе для датского яруса

Таблица 4.1 – Результаты расчета параметров минимально рентабельного варианта разработки объекта инвестирования

| Дата  | Истекшее время, сут | Скважина           | Дебиты                     |                           |                           | Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | Давление                      |                               |                                | Накопленная добыча    |          |                      |                      |
|---|---------------------|--------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|--|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------------|----------|----------------------|----------------------|
|   |                     |                    | нефти, м <sup>3</sup> /сут | воды, м <sup>3</sup> /сут | газа, м <sup>3</sup> /сут |  | забойное, кгс/см <sup>2</sup> | устьевое, кгс/см <sup>2</sup> | пластовое, кгс/см <sup>2</sup> | нефти, м <sup>3</sup> | нефти, т | воды, м <sup>3</sup> | газа, м <sup>3</sup> |
| 01.01.2020  | 0                   | 12 Кучерлинская    | -                          | -                         | -                         | -  | -                             | -                             | 224,500                        | -                     | -        | -                    | -                    |
| 01.01.2021  | 366                 |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | 218,404                       | 61,640                        | 220,703                        | 21960                 | 18422,24 | 0                    | 1912276,8            |
| 01.01.2022  | 731                 |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | 217,377                       | 60,642                        | 219,887                        | 43860                 | 36794,15 | 0                    | 3819328,8            |
| 01.01.2023  | 1096                |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | 216,391                       | 59,683                        | 219,112                        | 65760                 | 55166,06 | 0                    | 5726380,8            |
| 01.01.2024  | 1461                |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | 215,450                       | 58,769                        | 218,363                        | 87660                 | 73537,97 | 0                    | 7633432,8            |
| 01.01.2025  | 1827                |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | 214,528                       | 57,872                        | 217,623                        | 109620                | 91960,22 | 0                    | 9545709,6            |
| 01.01.2020  | 0                   | По объекту в целом | -                          | -                         | -                         | -  | -                             | -                             | 224,500                        | -                     | -        | -                    | -                    |
| 01.01.2021  | 366                 |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | -                             | -                             | 223,478                        | 21960                 | 18422,24 | 0                    | 1912276,8            |
| 01.01.2022  | 731                 |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | -                             | -                             | 222,941                        | 43860                 | 36794,15 | 0                    | 3819328,8            |
| 01.01.2023  | 1096                |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | -                             | -                             | 222,433                        | 65760                 | 55166,06 | 0                    | 5726380,8            |
| 01.01.2024  | 1461                |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | -                             | -                             | 221,928                        | 87660                 | 73537,97 | 0                    | 7633432,8            |
| 01.01.2025  | 1827                |                    | 60                         | 0                         | 5224,8                    | 87,08  | -                             | -                             | 221,415                        | 109620                | 91960,22 | 0                    | 9545709,6            |
| <b>Примечания:</b>  |                     |                    |                            |                           |                           |  |                               |                               |                                |                       |          |                      |                      |
| 1) В качестве пластового давления по скважинам приведено давление в ячейке скважины;  |                     |                    |                            |                           |                           |  |                               |                               |                                |                       |          |                      |                      |
| 2) В качестве пластового давления по объекту приведено давление в простаивающей скважине № 6 Мирненской, выступающей при моделировании в роли пьезометра в зоне отбора нефти. |                     |                    |                            |                           |                           |  |                               |                               |                                |                       |          |                      |                      |

Из таблицы 4.1 видно, что, согласно прогнозным расчетам, скважина № 12 Кучерлинская сможет обеспечить стабильную работу с минимально рентабельным дебитом в течении всего срока реализации проекта. Снижения пластового давления в зоне отбора нефти ниже давления насыщения, за время реализации проекта, не ожидается. Также не ожидается прорыва пластовой воды из водонасыщенной области пласта I, что обусловлено удаленностью скважины № 12 от ВНК и мизерными отборами нефти в масштабах прогнозных запасов.

Ожидается, что скважина № 12 будет работать в режиме естественного фонтанирования в течении всего срока реализации проекта. Это позволит удешевить проект и снизить эксплуатационные затраты за счет отсутствия необходимости в приобретении и обслуживании оборудования для механизированной добычи нефти.

## 5 Оценка рентабельности инвестиций

Освоение Кучерлинского участка недр предполагается осуществлять с помощью привлеченных инвестиций в формате малого предприятия, имеющего организационную структуру линейного типа – рисунок 5.1.

Общий план освоения Кучерлинского участка заключается в разликвидации скважины № 12 Кучерлинской с последующим испытанием. В случае получения притоков нефти в объемах обеспечивающих реализацию инвестиционного проекта с заданным уровнем рентабельности, скважина переводится в эксплуатацию по индивидуальной схеме с ежедневным вывозом нефти на производственную базу в селе Летняя Ставка Туркменского района. Летняя Ставка была выбрана в качестве производственной базы как ближайший населенный пункт с достаточным количеством свободной коммерческой недвижимости.

На производственной базе предполагается осуществлять переработку всей добываемой нефти с помощью малотоннажной установки Н-60. Продукты переработки в виде прямогонного бензина, дизельного топлива и мазута предполагается реализовывать в мелкую розницу и оптом непосредственно с производственной базы.

Далее в работе будет показано, что именно предлагаемый вариант освоения перспективного участка позволяет свести к абсолютному минимуму безвозвратные потери инвестиций в случае неблагоприятных геологических условий и невозможности дальнейшей реализации инвестиционного проекта, а также является единственным вариантом, обеспечивающим заданный уровень рентабельности в течении пятилетнего срока реализации проекта.

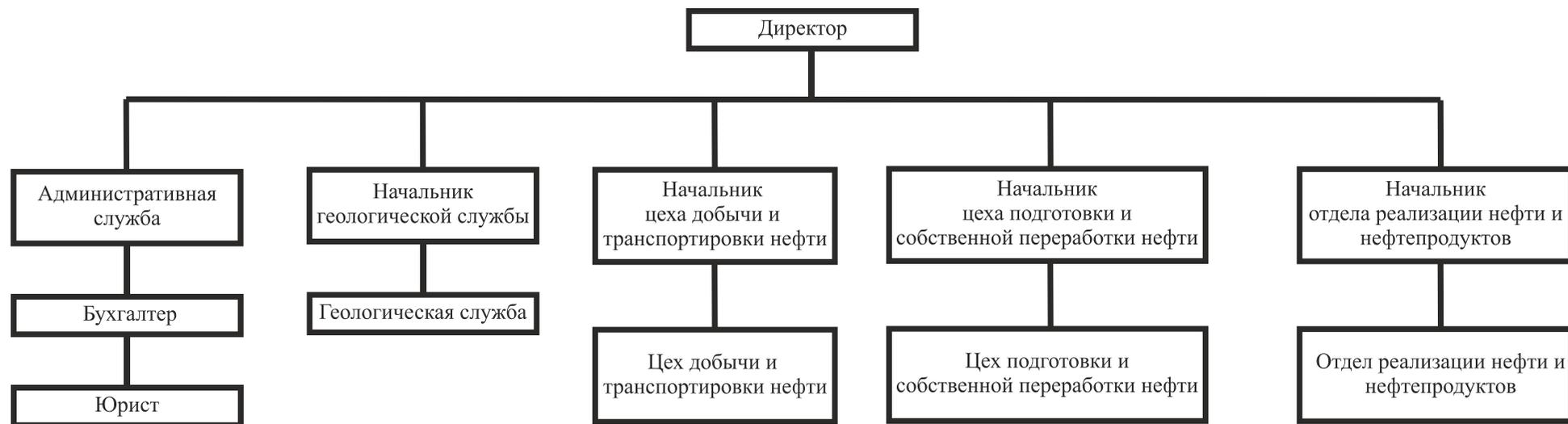


Рисунок 5.1 – Организационная структура ООО «Кероген» для реализации инвестиционного проекта

## **5.1 Оценка общего объема инвестиций**

Общий объем инвестиций, необходимый для реализации проекта, будет определяться объемом капитальных затрат необходимых для создания основных производственных средств добывающего предприятия.

Капитальные затраты складываются из затрат на разликвидацию и обустройство скважин, а также затрат на оснащение всех отделов, цехов и служб предприятия необходимыми производственными средствами и материалами.

### **5.1.1 Затраты на разликвидацию и обустройство скважин**

В состав затрат на разликвидацию и обустройство скважин будут входить: разовый платеж за право пользования Кучерлинским участком недр; стоимость услуг бригады капремонта по разликвидации скважины № 12 Кучерлинской; стоимость геофизических работ по контролю за состоянием обсадной колонны и перфорации; стоимость труб НКТ и фонтанной арматуры, приборов КИПиА, резервуара для сбора нефти по индивидуальной схеме; стоимость исследования скважины при испытании; затраты на проектную документацию и сопутствующие госпошлины.

Предполагаемые затраты на разликвидацию и обустройство скважин сведены в таблице 5.1.

Необходимость вноса разового платежа за право пользования Кучерлинским участком недр вызывает существенное удорожание проекта. В связи этим для обеспечения заданного уровня рентабельности количество скважин подлежащих разликвидации было сведено до одной единицы. Согласно прогнозным расчетам, выполненным в Главе 4, эксплуатация единственной скважины на Кучерлинском участке сможет обеспечить заданные уровни добычи нефти.

Размер же разового платежа за пользование Кучерлинским участком недр определялся исходя из такового на последнем аукционе проведенном в 2011 году и признанным не состоявшимся<sup>52</sup>.

Таблица 5.1 – Затраты на разликвидацию и обустройство скважин

| Наименование параметра  | Численное значение |
|---|--------------------|
| 1   | 2                  |
| <b>Разовый платеж за право пользования участком недр, руб.</b>  | 30000000           |
| <b>Стоимость разликвидации:</b>                                 |                    |
| Стоимость бригадочаса, руб.                                     | 16000              |
| Продолжительность разликвидации одной скважины, сут             | 8                  |
| Стоимость разликвидации одной скважины, руб.                    | 3072000            |
| Количество скважин на разликвидацию, шт.                        | 1                  |
| Общая стоимость разликвидации, руб.                             | 3072000            |
| <b>Стоимость НКТ:</b>   |                    |
| Вес 1 п.м. трубы диаметром 73 мм, кг/м                          | 9,67307            |
| Стоимость тонны НКТ диаметром 73 мм, руб./т                     | 100000             |
| Потребный метраж НКТ на скважину 12 Кучерлинская, м             | 2145               |
| Стоимость НКТ на скважину 12 Кучерлинская, руб.                 | 2074874            |
| Потребный метраж НКТ на шлейфы, м                               | 5                  |
| Стоимость НКТ на шлейфы, руб.                                   | 4836,54            |
| Общая стоимость НКТ, руб.                                       | 2079710            |
| <b>Стоимость фонтанной арматуры:</b>                            |                    |
| Стоимость 1 комплекта АФК 65×210 ХЛ, руб.                       | 700000             |
| Общая стоимость ФА на фонд скважин, руб.                        | 700000             |
| <b>Стоимость резервуаров:</b>                                   |                    |
| Стоимость 1 горизонтальной емкости на 200 м <sup>3</sup> , руб. | 1100000            |
| Общая стоимость емкостей на фонд скважин, руб.                  | 1100000            |
| <b>Стоимость КИПиА:</b>   |                    |
| Стоимость 1 автономного устьевого манометра, руб.               | 50000              |
| Потребный комплект на фонд скважин, шт.                         | 3                  |
| Общая стоимость манометров, руб.                                | 150000             |
| Стоимость 1 уровнемера автономного для емкости, руб.            | 150000             |
| Общая стоимость уровнемеров на фонд скважин, руб.               | 150000             |
| Стоимость 1 счетчика попутного газа СГ-16МТ-100, руб.           | 60000              |
| Общая стоимость счетчиков попутного газа на фонд скважин, руб.  | 60000              |
| Общая стоимость КИПиА   | 360000             |
| <b>Стоимость ГИС после разликвидации:</b>                       |                    |
| Стоимость 1 ГИС после разликвидации, включая перфорацию, руб.   | 2500000            |
| Общая стоимость ГИС после разликвидации на фонд скважин, руб.   | 2500000            |

<sup>52</sup> Бюллетень 20 // [rosnedra.gov.ru](http://rosnedra.gov.ru): Федеральное агентство по недропользованию. 2019. URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/5104.html> (дата обращения: 17.03.2019).

Продолжение таблицы 5.1

| 1   | 2               |
|---|-----------------|
| <b>Стоимость ГДИ после разликвидации:</b>   |                 |
| Стоимость 1 ГДИ после разликвидации, руб.   | 650000          |
| Общая стоимость ГДИ после разликвидации на фонд скважин, руб.                           | 650000          |
| <b>Стоимость PVT исследований:</b>  |                 |
| Стоимость 1 PVT исследования, руб.  | 1500000         |
| Общая стоимость PVT исследований на фонд скважин, руб.                                  | 1500000         |
| <b>Затраты на проект геологоразведочных работ:</b>                                      |                 |
| Государственная экспертиза документации на ГРП (инвестиции от 100 до 500 млн руб), руб. | 300000          |
| Проект ГРП, руб.  | 5000000         |
| Общая стоимость проекта ГРП, руб.   | 5300000         |
| <b>Затраты на подсчет запасов УВ:</b>   |                 |
| Государственная пошлина за экспертизу подсчета запасов (среднее месторождение), руб.    | 320000          |
| Подсчет запасов УВ сырья, руб.  | 5000000         |
| Общая стоимость подсчета запасов, руб.  | 5320000         |
| <b>Затраты на составление проекта пробной эксплуатации:</b>                             |                 |
| Государственная пошлина за экспертизу проекта (среднее месторождение), руб.             | 160000          |
| Проект пробной эксплуатации, руб.   | 5000000         |
| Общая стоимость проекта пробной эксплуатации, руб.                                      | 5160000         |
| <b>Итоговые затраты на разликвидацию и обустройство скважин, руб.</b>                   | <b>57741710</b> |

Бурение новых скважин не предусматривается, поскольку при стоимости одного метра проходки бурением порядка 50000 рублей, стоимость только бурения новой скважины глубиной 2300 м, без учета обустройства, составит порядка 115 млн рублей. В случае отсутствия промышленной проницаемости коллекторов I, II пластов палеоцена и датского яруса безвозвратные потери инвестиций как минимум будут равны стоимости бурения новой скважины и составят все те же 115 млн рублей и даже более, если учитывать затраты на обустройство и испытание скважины.

В случае же освоения перспективного объекта по предлагаемому нами плану, при отсутствии проницаемости, безвозвратные потери инвестиций и соответственно капитал риска составит порядка 42,07 млн рублей. Данная сумма будет состоять из разового платежа за право пользования Кучерлинским участком недр, затрат на разликвидацию одной скважины, стоимости НКТ и фонтанной

арматуры, а также работ по геофизическим исследованиям, перфорации, испытанию и последующей ликвидации скважины. При этом 1,39 млн рублей из этой суммы могут быть компенсированы путем продажи НКТ и фонтанной арматуры с 50 %-ным дисконтом.

Очевидно, что вариант, обеспечивающий вдвое меньшие безвозвратные потери инвестиций, является предпочтительным.

Обустройство скважины предполагается производить по индивидуальной схеме, когда поступающая из скважины нефть накапливается в горизонтальной емкости, расположенной в непосредственной близости от скважины. При этом объем емкости обеспечивает возможность накопления нефти в течении 3 суток. Емкость оснащается автономным уровнемером с возможностью передачи данных по GSM каналу, что позволяет удаленно контролировать объем заполнения на производственной базе.

Такая схема достаточно распространена на нефтедобывающих предприятиях рассматриваемого района ввиду малых объемов отбора нефти, низких устьевых давлений, а также удаленности от магистральных нефтепроводов. При небольших уровнях добычи нефти она обеспечивает в несколько раз меньший уровень капитальных затрат на сбор и транспорт нефти по сравнению с подключением к магистральному нефтепроводу.

### **5.1.2 Затраты на оснащение административной службы**

Затраты на оснащение административной службы будут состоять в основном из затрат на ЭВМ, оргтехнику и специализированное программное обеспечение – таблица 5.2.

Таблица 5.2 – Затраты на оснащение административной службы

| Наименование элемента      | Стоимость, руб. | Количество, шт. | Общая стоимость, руб. |
|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------|
| ЭВМ конфигурации «геолог»  | 107000          | 1               | 107000                |
| ЭВМ конфигурации «офис»    | 66500           | 2               | 133000                |
| Принтер                    | 7500            | 1               | 7500                  |
| Сканер                     | 6000            | 1               | 6000                  |
| 1С: Предприятие 8          | 250000          | 1               | 250000                |
| Контур Экстерн за 1 год    | 20000           | 5               | 100000                |
| Комплект зимней спецодежды | 18000           | 2               | 36000                 |
| Комплект летней спецодежды | 13000           | 2               | 26000                 |
| <b>Всего:</b>              |                 |                 | 665500                |

### 5.1.3 Затраты на оснащение геологической службы

Затраты на оснащение геологической службы в основном будут состоять из затрат на производительные ЭВМ, оргтехнику, спецодежду, а также автомобиль повышенной проходимости для регулярных и внеплановых объездов эксплуатационной скважины – таблица 5.3.

Таблица 5.3 – Затраты на оснащение геологической службы

| Наименование элемента                                    | Стоимость, руб. | Количество, шт. | Общая стоимость, руб. |
|--|-----------------|-----------------|-----------------------|
| Автомобиль УАЗ пикап с блокировкой заднего дифференциала | 1500000         | 1               | 1500000               |
| ЭВМ конфигурации «геолог»                                | 107000          | 3               | 321000                |
| Принтер  | 7500            | 1               | 7500                  |
| Сканер   | 6000            | 1               | 6000                  |
| Мобильная ЭВМ  | 18000           | 1               | 18000                 |
| Комплект зимней спецодежды                               | 18000           | 6               | 108000                |
| Комплект летней спецодежды                               | 13000           | 6               | 78000                 |
| <b>Всего:</b>  |                 |                 | 2038500               |

### 5.1.4 Затраты на оснащение цеха добычи и транспортировки нефти

В состав затрат на оснащение цеха добычи войдет стоимость двух нефтевозов повышенной проходимости для ежедневного вывоза нефти в заданных объемах, а также стоимость бульдозера-тягача предназначенного для эвакуации

вышедшей из строя техники и расчистки подъездных дорог к скважине. Помимо этого в состав войдут затраты на стационарную ЭВМ, предназначенную для удаленной регистрации данных датчиков КИПиА, и мобильную ЭВМ, необходимую для запуска датчиков КИПиА и локального считывания данных – таблица 5.4.

Таблица 5.4 – Затраты на оснащение цеха добычи и транспортировки нефти

| Наименование элемента                         | Стоимость, руб. | Количество, шт. | Общая стоимость, руб. |
|---|-----------------|-----------------|-----------------------|
| Нефтевоз УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11               | 4500000         | 2               | 9000000               |
| Кировец, к-700, к-700, к-701, бульдозер-тягач | 4000000         | 1               | 4000000               |
| ЭВМ конфигурации «офис»                       | 66500           | 1               | 66500                 |
| Мобильная ЭВМ                                 | 18000           | 2               | 36000                 |
| Комплект зимней спецодежды                    | 18000           | 12              | 216000                |
| Комплект летней спецодежды                    | 13000           | 12              | 156000                |
| <b>Всего:</b>                                 |                 |                 | 13474500              |

### **5.1.5 Затраты на оснащение цеха подготовки и собственной переработки нефти**

В состав затрат на оснащение цеха переработки нефти войдут затраты непосредственно на приобретение производственной базы в с. Летняя Ставка, стоимость малотоннажной нефтеперерабатывающей установки Н-60, емкости для накопления сырой нефти и нефтепродуктов, а также автономные уровнемеры для контроля за заполнением емкостей – таблица 5.5.

Таблица 5.5 – Затраты на оснащение цеха подготовки и собственной переработки нефти

| Наименование элемента                     | Стоимость, руб. | Количество, шт. | Общая стоимость, руб. |
|---|-----------------|-----------------|-----------------------|
| Производственное помещение                | 15000000        | 1               | 15000000              |
| Установка переработки Н-60                | 25000000        | 1               | 25000000              |
| Емкость горизонтальная 200 м <sup>3</sup> | 1100000         | 1               | 1100000               |
| Емкость горизонтальная 100 м <sup>3</sup> | 880000          | 4               | 3520000               |
| ЭВМ конфигурации «офис»                   | 66500           | 1               | 66500                 |
| Автономный уровнемер                      | 150000          | 5               | 750000                |
| Комплект зимней спецодежды                | 18000           | 6               | 108000                |
| Комплект летней спецодежды                | 13000           | 6               | 78000                 |
| Мобильная ЭВМ                             | 18000           | 1               | 18000                 |
| <b>Всего:</b>                             |                 |                 | 45640500              |

### 5.1.6 Затраты на оснащение отдела реализации нефти и нефтепродуктов

В состав затрат на оснащение отдела реализации войдет стоимость ЭВМ, оргтехники, кассовых аппаратов, а также стоимость одного нефтевоза повышенной проходимости для подвоза, по договорам поставки, дизельного топлива к работающей в поле сельхозтехнике – таблица 5.6.

Таблица 5.6 – Затраты на оснащение отдела реализации нефти и нефтепродуктов

| Наименование элемента             | Стоимость, руб. | Количество, шт. | Общая стоимость, руб. |
|-----------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------|
| Нефтевоз УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11   | 4500000         | 1               | 4500000               |
| ЭВМ конфигурации «офис»           | 66500           | 1               | 66500                 |
| Принтер                           | 7500            | 1               | 7500                  |
| Сканер                            | 6000            | 1               | 6000                  |
| Кассовый аппарат ЯРУС М2100Ф с ФН | 50000           | 2               | 100000                |
| Комплект зимней спецодежды        | 18000           | 4               | 72000                 |
| Комплект летней спецодежды        | 13000           | 4               | 52000                 |
| <b>Всего:</b>                     |                 |                 | 4804000               |

### 5.1.7 Итоговый объем инвестиций для реализации проекта

Как уже было отмечено ранее итоговый объем инвестиций для реализации проекта по минимально рентабельному варианту будет складываться из затрат на

разликвидацию и обустройство скважин, а также затрат на оснащение каждого из структурных подразделений добывающего предприятия – таблица 5.7.

Таблица 5.7 – Итоговый объем инвестиций для реализации проекта

| Статья затрат                         | Сумма, руб.        |
|---------------------------------------|--------------------|
| Общие затраты на обустройство скважин | 57741710,05        |
| Затраты на администрацию              | 665500             |
| Затраты на геологическую службу       | 2038500            |
| Затраты на цех добычи                 | 13474500           |
| Затраты на цех переработки            | 45640500           |
| Затраты на отдел реализации           | 4804000            |
| <b>Всего:</b>                         | <b>124364710,1</b> |

## 5.2 Прогнозные объемы выручки при реализации проекта

Как было отмечено ранее, проектом предусматривается собственная переработка добываемой нефти и реализация полученных нефтепродуктов. Такая схема реализации добываемого УВ сырья объясняется достаточно высокой ставкой НДС для прогнозного участка, даже с учетом последних изменений в законодательстве<sup>53</sup>, и отсутствием налоговых льгот. Так, по ценам нефти марки Urals и курсу доллара к рублю на 2020 год согласно прогнозу Минэкономразвития<sup>54</sup>, НДС для нефти перспективного участка составит порядка 5063,64 рублей за тонну. При этом среднерыночная оптовая цена реализации нефти в Ставропольском крае составляет порядка 13500 рублей за тонну. Это объясняется тем, что частные нефтедобывающие компании Ставропольского края такие как ООО «Журавское», эксплуатирующее соседнее Журавское нефтяное месторождение, и ООО «НДП «Чепаковское», эксплуатирующее Чепаковское нефтяное месторождение, пользуются нулевой ставкой НДС, как разрабатывающие трудноизвлекаемые запасы нефти хадумских отложений. Высокая ставка НДС и низкие отпускные цены на сырую нефть в пределах Ставропольского края ставят добывающее предприятие в невыгодное

<sup>53</sup> Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 30.07.2019) [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

<sup>54</sup> Сценарные условия прогноза социально-экономического развития на 2019-2024 годы // [economy.gov.ru](http://economy.gov.ru): официальный сайт Минэкономразвития России. 2019. URL: <http://economy.gov.ru/minec/press/news/2019040903> (дата обращения: 02.08.2019).

экономическое положение и не позволяют достичь заданных параметров рентабельности в течении пятилетнего срока реализации проекта.

Более высокая среднерыночная оптовая цена реализации нефти (15000-17000 рублей за тонну) в соседнем Краснодарском крае нивелируется необходимостью транспортировки сырья на расстояние свыше 500 км, что при отсутствии дешевого трубопроводного доступа и необходимости использования автомобильного транспорта не позволяет достичь ежедневных проектных объемов отгрузки сырья и увеличивает затраты на транспортировку.

В таких условиях наиболее оптимальным вариантом является собственная переработка сырья и реализация продуктов в точке переработки. Учитывая, что Ставропольский край представляет собой преимущественно аграрный регион, обилие сельскохозяйственной техники создает множество мелких независимых потребителей. В этом случае основной задачей является выбор конкурентной цены на реализуемые нефтепродукты, позволяющей с одной стороны бороться с переизбытком предложения на рынке, а с другой – обеспечивать заданный уровень рентабельности инвестиций. В таблице 5.8 приведено сравнение рыночных цен на нефтепродукты и уровня цен, предлагаемого для осуществления проекта. Как будет показано далее в работе, предлагаемая ценовая политика сможет обеспечить реализацию проекта с заданным уровнем рентабельности.

Таблица 5.8 – Ценовая политика, предлагаемая для реализации проекта

| Наименование продукта                  | Среднерыночная оптовая цена, руб./тонна | Среднерыночная розничная цена, руб./тонна | Предлагаемая оптовая цена, руб./тонна |
|--|---|---|---------------------------------------|
| Прямогонный бензин (Нефрас С4-155/200) | 35000                                   | 68583                                     | 32000                                 |
| Зимнее дизельное топливо               | 32000                                   | 52560                                     | 27000                                 |
| Мазут                                  | 13000                                   | -   | 11500                                 |

Чтобы оценить объемы выручки при собственной переработке сырья, необходимо рассчитать прогнозные объемы получаемых из сырой нефти нефтепродуктов. Для этого нами были привлечены результаты фракционной

разгонки пробы нефти из скважины № 22 Прасковейской, вскрывающей отложения палеоцена – таблица 5.9.

Таблица 5.9 – Результаты фракционной разгонки пробы нефти из скважины № 22 Прасковейской

|                                  |                           |
|----------------------------------|---------------------------|
| Месторождение                    | Чепановское               |
| Место отбора                     | буфер скважины            |
| Дата отбора                      | 30.07.2015                |
| Дата анализа                     | 04-25.08.2015             |
| Содержание воды, %               | 1,8                       |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup>     | 845,63                    |
| <b>Фракционный состав нефти</b>  |                           |
| Объем перегонки нефти, %         | Температура перегонки, °С |
| Начало кипения                   | 48,0                      |
| 10                               | 105,0                     |
| 20                               | 154,0                     |
| 30                               | 216,0                     |
| 40                               | 277,0                     |
| 50                               | 324,0                     |
| 60                               | 351,0                     |
| 70                               | -                         |
| 80                               | -                         |
| 90                               | -                         |
| 95                               | -                         |
| Конец кипения                    | 353,0                     |
| Общий объем перегнанной нефти, % | 66,0                      |
| Остаток, %                       | 32,0                      |
| Потери, %                        | 2,0                       |

Результаты расчета прогнозных объемов нефтепродуктов и выручки при их реализации представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Прогнозные объемы выручки при реализации проекта

| Наименование продукта                  | Температура конца кипения, °С | Количество, % | Плотность, кг/м <sup>3</sup> | Добыча нефти, м <sup>3</sup> /сут | Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> | Добыча нефти, т/сут | Выход продукта, т | Выручка, руб./сут |
|--|-------------------------------|---------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------|-------------------|-------------------|
| Прямогонный бензин (Нефрас С4-155/200) | 180                           | 24,19         | 790                          | 60                                | 838,9                              | 50,33               | 12,18             | 389682,58         |
| Зимнее дизельное топливо               | 340                           | 31,73         | 840                          |                                   |                                    |                     | 15,97             | 431248,72         |
| Мазут                                  | -                             | 42,07         | 955                          |                                   |                                    |                     | 21,18             | 243541,99         |
| <b>Итого:</b>                          |                               | 97,99         |                              |                                   |                                    |                     | 49,33             | 1064473,29        |

### **5.3 Оценка эксплуатационных затрат и себестоимости продукции**

Себестоимость продукции будет складываться из эксплуатационных затрат по каждой из служб, цехов и отделов добывающего предприятия, и фонда оплаты труда с учетом социальных отчислений.

#### **5.3.1 Оценка фонда оплаты труда**

Фонд оплаты труда рассчитывался исходя из предполагаемого штатного расписания добывающего предприятия, а также размеров страховых взносов в социальные фонды – таблица 5.11.

При реализации проекта предусматривается штат добывающего предприятия в размере 17 человек. При этом директор предприятия будет совмещать должности главного геолога и инженера с целью сокращения избыточных штатных единиц. Для водителей-операторов и химиков-технологов предусмотрен вахтовый режим работы по схеме «неделя через неделю» для обеспечения ежедневного вывоза и переработки сырья, чем и объясняется количество соответствующих штатных единиц. Оператор бульдозера-тягача будет также выполнять функции моториста для осуществления мелкого текущего ремонта техники на производственной базе. В составе отдела реализации предусмотрен водитель топливозаправщика для доставки нефтепродуктов по соответствующим договорам.

Таблица 5.11 – Предполагаемый размер фонда оплаты труда

| Наименование штатной единицы   | Количество, чел. | Зарплата месячная 1 штатной единицы, руб. | Зарплата месячная итого, руб. |
|--|------------------|---|-------------------------------|
| <b>Административная служба:</b>  |                  |   |                               |
| Директор (исполняет обязанности главного геолога и инженера)   | 1                | 120000                                    | 120000                        |
| Юрист  | 1                | 60000                                     | 60000                         |
| Бухгалтер  | 1                | 60000                                     | 60000                         |
| <b>Геологическая служба:</b>   |                  |   |                               |
| Начальник геологической службы   | 1                | 80000                                     | 80000                         |
| Геолог-разработчик   | 2                | 60000                                     | 120000                        |
| <b>Цех добычи и транспортировки нефти:</b>   |                  |   |                               |
| Начальник цеха   | 1                | 80000                                     | 80000                         |
| Водитель-оператор  | 4                | 60000                                     | 240000                        |
| Тракторист-моторист  | 1                | 60000                                     | 60000                         |
| <b>Цех подготовки и собственной переработки нефти:</b>   |                  |   |                               |
| Начальник цеха   | 1                | 80000                                     | 80000                         |
| Химик-технолог   | 2                | 60000                                     | 120000                        |
| <b>Отдел реализации нефти и нефтепродуктов:</b>  |                  |   |                               |
| Начальник отдела   | 1                | 80000                                     | 80000                         |
| Водитель топливозаправщика   | 1                | 60000                                     | 60000                         |
| <b>Всего:</b>  | 17               |   | 1160000                       |
| Взносы в фонды   | Ставка, %        |   | Сумма, руб.                   |
| На обязательное пенсионное страхование   | 22,0             |   | 255200                        |
| Дополнительный тариф на пенсионное страхование для работ указанных в пункте 1 части 1 статьи 30 Федерального закона от 28.12.2013 № 400-ФЗ "О страховых пенсиях" | 9,0              |   | 104400                        |
| На обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством   | 2,9              |   | 33640                         |
| На обязательное медицинское страхование  | 5,1              |   | 59160                         |
| На травматизм (30 класс риска по ОКВЭД2 6.10)  | 7,4              |   | 85840                         |
| <b>Всего месячный ФОТ со взносами в фонды:</b>   |                  |   | 1698240                       |

### 5.3.2 Эксплуатационные затраты по административной службе

Эксплуатационные затраты по административной службе будут связаны в основном с потреблением электроэнергии – таблица 5.12.

Таблица 5.12 – Эксплуатационные затраты по административной службе

| Наименование элемента затрат                                 | Численное значение |
|--|--------------------|
| Потребление электроэнергии ЭВМ конфигурации «офис», Вт/час   | 500                |
| Количество ЭВМ конфигурации «офис»                           | 2                  |
| Потребление электроэнергии ЭВМ конфигурации «геолог», Вт/час | 700                |
| Количество ЭВМ конфигурации «геолог»                         | 1                  |
| Количество часов работы ЭВМ в день, час                      | 8                  |
| Стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч                         | 4,63               |
| Годовое потребление электроэнергии, кВт                      | 4964               |
| Годовая стоимость электроэнергии, руб.                       | 22983,32           |
| <b>Итого по администрации, руб.:</b>                         | <b>22983,32</b>    |

### 5.3.3 Эксплуатационные затраты по геологической службе

Эксплуатационные затраты по геологической службе будут складываться из затрат электроэнергии, а также расхода топлива на двухразовый еженедельный объезд эксплуатационной скважины – таблица 5.13.

Таблица 5.13 – Эксплуатационные затраты по геологической службе

| Наименование элемента затрат  | Численное значение |
|---|--------------------|
| Расход топлива УАЗ пикап, л/100 км                                    | 15                 |
| Розничная стоимость бензина Аи-95, руб./л                             | 50                 |
| Пробег по маршруту с. Летняя Ставка - скв № 12 - с. Летняя Ставка, км | 43,02              |
| Количество пробегов в неделю, шт.                                     | 2                  |
| Количество пробегов за год, шт.                                       | 96                 |
| Общий километраж за год, км   | 4129,92            |
| Общая стоимость объезда скважины за год, руб.                         | 30974,40           |
| <b>Потребление электроэнергии:</b>                                    |                    |
| ЭВМ конфигурации «геолог», Вт/час                                     | 700                |
| Количество ЭВМ конфигурации «геолог»                                  | 3                  |
| Количество часов работы в день, час                                   | 8                  |
| Стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч                                  | 4,63               |
| Годовое потребление электроэнергии, кВт                               | 6132               |
| Годовая стоимость электроэнергии, руб.                                | 28391,16           |
| <b>Итого по геологической службе, руб.:</b>                           | <b>59365,56</b>    |

### 5.3.4 Эксплуатационные затраты по цеху добычи и транспортировки нефти

В состав эксплуатационных затрат по цеху добычи войдут затраты: на топливо для ежедневного вывоза нефти; на осуществление ежегодных работ по депарафинизации НКТ; на работу бульдозера-тягача и потребление электроэнергии – таблица 5.14. Поскольку транспортировка нефти со скважины на производственную базу будет осуществляться по региональной трассе 07 ОП РЗ 07К-086, плата по системе «Платон» за перевозку нефти взиматься не будет.

При транспортировке нефти каждый из нефтевозов будет осуществлять три рейса по маршруту с. Летняя Ставка – скважина № 12 Кучерлинская – с. Летняя Ставка, вывозя за рейс по 10 м<sup>3</sup> нефти, что обеспечит суммарный ежедневный вывоз в 60 м<sup>3</sup>. При средней скорости передвижения 35 км/ч, с учетом участков бездорожья, время в пути на одного водителя не превысит 4 часов в день, а общая продолжительность рабочего времени при семидневной рабочей неделе составит

28 часов в пути, что ниже установленного законодательством норматива в 40 часов в неделю<sup>55</sup>.

Таблица 5.14 – Эксплуатационные затраты по цеху добычи и транспортировки нефти

| Наименование элемента затрат  | Численное значение |
|---|--------------------|
| <b>Затраты на транспортировку нефти:</b>                              |                    |
| Расход топлива для нефтевоза УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11, л/100 км         | 50                 |
| Розничная стоимость дизельного топлива, руб./л                        | 50                 |
| Пробег по маршруту с. Летняя Ставка - скв № 12 - с. Летняя Ставка, км | 43,02              |
| Количество пробегов за день, шт.                                      | 6                  |
| Суммарный километраж за день, км                                      | 258,12             |
| Суточные затраты на транспортировку нефти, руб.                       | 6453               |
| Годовые затраты на транспортировку нефти, руб.                        | 2355345            |
| <b>Затраты на добычу нефти:</b>                                       |                    |
| Внутренний объем НКТ по скважине № 12, м <sup>3</sup>                 | 6,47               |
| Стоимость растворителя (ксилол), руб./л                               | 150                |
| Количество промывок в год, шт.  | 2                  |
| Количество скважин подлежащих промывке, шт.                           | 1                  |
| Стоимость аренды ЦА-320, руб./час                                     | 1900               |
| Время работы ЦА-320 в течении одной промывки, час                     | 8                  |
| Стоимость растворителя на промывку скважины, руб.                     | 970893,50          |
| Годовые затраты на добычу нефти, руб.                                 | 1972186,99         |
| <b>Затраты на работу бульдозера-тягача:</b>                           |                    |
| Количество рабочих дней в зимнее время (1 ноября-1 апреля), шт.       | 40                 |
| Количество рабочих дней в остальное время, шт.                        | 28                 |
| Продолжительность рабочего дня, час                                   | 8                  |
| Расход топлива, л/час   | 40                 |
| Розничная стоимость дизельного топлива, руб./л                        | 50                 |
| Годовые затраты на работу бульдозера-тягача                           | 1088000            |
| <b>Потребление электроэнергии:</b>                                    |                    |
| ЭВМ конфигурации «офис», Вт/час                                       | 500                |
| Количество ЭВМ конфигурации «офис»                                    | 1                  |
| Количество часов работы в день, час                                   | 8                  |
| Стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч                                   | 4,63               |
| Годовое потребление электроэнергии, кВт                               | 1460               |
| Годовая стоимость электроэнергии, руб.                                | 6759,80            |
| <b>Итого по цеху добычи, руб.:</b>                                    | <b>5422291,79</b>  |

<sup>55</sup> Об утверждении Положения об особенностях режима рабочего времени и времени отдыха водителей автомобилей [Электронный ресурс]: Приказ Минтранса России от 20.08.2004 № 15 (ред. от 03.05.2018). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

Исходя из опыта эксплуатации скважин на Воробьевском, Прасковейском и ряде других месторождений Ставропольского края для обеспечения бесперебойной работы скважин необходимо дважды в год осуществлять промывку НКТ растворителем отложений парафина. При опытных испытаниях на соседнем Воробьевском месторождении наилучшие результаты в качестве растворителя отложений парафина показал ксилол.

В зимний период времени, с 1 ноября по 1 апреля, резервируется два дня в неделю для работы бульдозера-тягача с целью прочистки подъездного пути к скважине. В остальное время резервируется по одному дню работы в неделю.

### 5.3.5 Эксплуатационные затраты по цеху подготовки и собственной переработки нефти

Основную долю эксплуатационных затрат по цеху переработки нефти будут составлять затраты на электроэнергию и топливо для перерабатывающей установки Н-60 – таблица 5.15.

Таблица 5.15 – Эксплуатационные затраты по цеху подготовки и собственной переработки нефти

| Наименование элемента затрат                            | Численное значение |
|---|--------------------|
| <b>Затраты на переработку:</b>                          |                    |
| Потребление установкой Н-60 электроэнергии, кВт·ч       | 53                 |
| Потребление установкой Н-60 мазута, кг/ч                | 52                 |
| Стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч                    | 4,63               |
| Стоимость мазута, руб./тонна                            | 13000              |
| Количество часов работы в день, час                     | 24                 |
| Годовое потребление электроэнергии по Н-60, кВт         | 464280             |
| Годовое потребление мазута по Н-60, тонн                | 455,52             |
| Годовые затраты на установку Н-60, руб.                 | 8071376,40         |
| <b>Потребление электроэнергии для прочих нужд цеха:</b> |                    |
| ЭВМ конфигурации «офис», Вт/час                         | 500                |
| Количество ЭВМ конфигурации «офис»                      | 1                  |
| Количество часов работы в день ЭВМ, час                 | 24                 |
| Годовое потребление электроэнергии, кВт                 | 4380               |
| Годовые затраты на ЭВМ, руб.                            | 20279,40           |
| <b>Итого по цеху переработки, руб.:</b>                 | <b>8091655,80</b>  |

### 5.3.6 Эксплуатационные затраты по отделу реализации нефти и нефтепродуктов

Основную долю в составе эксплуатационных затрат по отделу реализации нефти и нефтепродуктов будут составлять затраты на топливо при доставке нефтепродуктов потребителям – таблица 5.16. Предполагается, что основная часть нефтепродуктов будет реализовываться непосредственно с производственной базы, и лишь небольшая часть будет доставляться мобильным потребителям (работающая в поле сельхозтехника). Максимальный радиус доставки предполагается не более 200 км от производственной базы при двух рейсах в неделю. Поскольку при доставке возможен пробег по федеральной трассе R216, в состав эксплуатационных затрат были включены платежи по системе «Платон», рассчитанные на суммарный километраж.

Таблица 5.16 – Эксплуатационные затраты по отделу реализации нефти и нефтепродуктов

| Наименование элемента затрат                                  | Численное значение |
|---|--------------------|
| <b>Затраты на доставку нефтепродуктов:</b>                    |                    |
| Расход топлива для нефтевоза УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11, л/100 км | 50                 |
| Розничная стоимость дизельного топлива, руб./л                | 50                 |
| Максимальный пробег по доставке, км                           | 200                |
| Количество пробегов в неделю, шт.                             | 4                  |
| Количество пробегов в год, шт.                                | 192                |
| Суммарный километраж за год, км                               | 38400              |
| Плата по системе «Платон», руб./км                            | 2,20               |
| Годовые затраты на доставку, руб.                             | 1044480            |
| <b>Потребление электроэнергии:</b>                            |                    |
| ЭВМ конфигурации «офис», Вт/час                               | 500                |
| Количество ЭВМ конфигурации «офис»                            | 1                  |
| Количество часов работы в день, час                           | 8                  |
| Стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч                          | 4,63               |
| Годовое потребление электроэнергии, кВт                       | 1460               |
| Годовая стоимость электроэнергии, руб.                        | 6759,80            |
| <b>Итого по отделу реализации, руб.:</b>                      | <b>1051239,80</b>  |

### 5.3.7 Итоговая оценка годовой себестоимости добычи и переработки сырья

Итоговая оценка себестоимости добычи и переработки нефти, исходя из эксплуатационных затрат по каждому из структурных подразделений добывающего предприятия и фонда оплаты труда за год работы, представлена в таблице 5.17.

Таблица 5.17 – Итоговая годовая себестоимость добычи и переработки сырья

| Статья затрат                                    | Сумма, руб.        |
|--|--------------------|
| ФОТ  | 20378880           |
| Эксплуатационные затраты по администрации        | 22983,32           |
| Эксплуатационные затраты по геологической службе | 59365,56           |
| Эксплуатационные затраты по цеху добычи          | 5422291,79         |
| Эксплуатационные затраты по цеху переработки     | 8091655,80         |
| Эксплуатационные затраты по отделу реализации    | 1051239,80         |
| <b>Всего:</b>                                    | <b>35026416,27</b> |

### 5.4 Итоговая оценка экономических показателей инвестиционного проекта

Расчет экономических показателей инвестиционного проекта осуществлялся исходя из установленных выше объемов инвестиций, выручки и годовой себестоимости добычи и переработки. На этапе оценки рентабельности инвестиций важным моментом является оценка всех обязательных платежей в пользу государства, снижающих чистый доход добывающего предприятия.

При рассматриваемом варианте освоения перспективного участка недр, выпускаемая продукция будет облагаться НДС и акцизами на нефтепродукты, а передаваемая в переработку нефть – акцизами на нефтяное сырье в размерах установленных согласно пунктам 1, 6 и 8 статьи 193 части второй Налогового кодекса Российской Федерации<sup>56</sup>. Поскольку при освоении предусматривается полная переработка добываемой сырой нефти, налоговая база по НДС, согласно

<sup>56</sup> Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 30.07.2019) [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

пункту 2 статьи 338 части второй НК РФ<sup>57</sup> и разъяснениям Федеральной налоговой службы<sup>58</sup>, будет определяться как стоимость добытых полезных ископаемых и рассчитываться исходя из расчетной стоимости добытых полезных ископаемых. Ожидаемые ставки налогов и акцизов сведены в таблице 5.18.

Таблица 5.18 – Ставки налогов и акцизов при реализации инвестиционного проекта

| Ставки налогов и акцизов  | Год      |          |          |          |          |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
|   | 2020     | 2021     | 2022     | 2023     | 2024     |
| 1   | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        |
| НДС на нефтепродукты, %   | 20       | 20       | 20       | 20       | 20       |
| <b>Акциз на нефтяное сырье, руб./тонна:</b>                             |          |          |          |          |          |
| Ккорр   | 0,333    | 0,500    | 0,667    | 0,833    | 1,000    |
| Крег  | 1        | 1        | 1        | 1        | 1        |
| Vнс   | 18371,91 | 18371,91 | 18371,91 | 18371,91 | 18371,91 |
| Vпб   | 4444,82  | 4444,82  | 4444,82  | 4444,82  | 4444,82  |
| Vсв   | 5829,84  | 5829,84  | 5829,84  | 5829,84  | 5829,84  |
| Vкс   | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
| Vт  | 7729,81  | 7729,81  | 7729,81  | 7729,81  | 7729,81  |
| Спю   | 0,80     | 0,80     | 0,80     | 0,80     | 0,80     |
| Стоимость нефти Urals, долл./баррель                                    | 59,70    | 57,90    | 56,30    | 55,00    | 53,50    |
| Курс доллара США, руб./долл.  | 64,90    | 65,40    | 66,20    | 67,00    | 68,60    |
| Итого акциз на нефтяное сырье, руб./тонна                               | 1817     | 2646     | 3449     | 4232     | 5022     |
| <b>Акциз на прямогонный бензин, руб./тонна:</b>                         |          |          |          |          |          |
| Ккорр   | 0,333    | 0,500    | 0,667    | 0,833    | 1,000    |
| Итого акциз на прямогонный бензин, руб./тонна                           | 14720    | 15533    | 16345    | 17153    | 17965    |
| Акциз на дизельное топливо ГОСТ 305-82 (средние дистилляты), руб./тонна | 9535     | 9916     | 9916     | 9916     | 9916     |
| Акциз на мазут, руб./тонна  | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| <b>НДПИ:</b>  |          |          |          |          |          |
| Себестоимость добычи, млн руб.  | 16,467   | 16,467   | 16,467   | 16,467   | 16,467   |

<sup>57</sup> Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 30.07.2019) [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

<sup>58</sup> Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) // nalog.ru: официальный сайт Федеральной налоговой службы. 2019. URL: <https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/ndpi/> (дата обращения: 02.08.2019).

## Продолжение таблицы 5.18

| 1   | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| Амортизация основных средств добычи, млн руб. | 1,290  | 1,290  | 1,290  | 1,290  | 1,290  |
| Итого НДСИ, млн руб.                          | 17,757 | 17,757 | 17,757 | 17,757 | 17,757 |
| На имущество организации, %                   | 2,2    | 2,2    | 2,2    | 2,2    | 2,2    |
| НДФЛ для резидента РФ, %                      | 13     | 13     | 13     | 13     | 13     |
| Налог на прибыль организации, %               | 20     | 20     | 20     | 20     | 20     |

Ввиду отсутствия данных по размерам ряда акцизов после 2021 года и ставкам налогов после 2020 года, значения акцизов и ставок на оставшийся период реализации проекта принимались по последнему известному значению.

Поскольку производимое дизельное топливо не соответствует нормам Евро-5 и будет использоваться в основном машинами и механизмами на пневматическом и гусеничном ходу за пределами городских округов, оно будет реализовываться как средние дистилляты и облагаться соответствующими акцизами. Принадлежность к категории средних дистиллятов определяется разъяснениями Федеральной налоговой службы<sup>59</sup>, согласно которым средними дистиллятами признаются смеси углеводородов в жидком состоянии (при температуре 20 градусов Цельсия и атмосферном давлении 760 миллиметров ртутного столба), полученные в результате первичной и (или) вторичной переработки нефти, газового конденсата, попутного нефтяного газа, горючих сланцев, за исключением прямогонного бензина, автомобильного бензина, дизельного топлива, бензола, параксилола, ортоксилола, авиационного керосина, конденсата газового стабильного, одновременно соответствующие следующим физико-химическим характеристикам:

- плотность не менее 750 кг/м<sup>3</sup> и не более 930 кг/м<sup>3</sup> при температуре 20 градусов Цельсия;
- значение показателя температуры, при которой перегоняется по объему не менее 90 процентов смеси (при атмосферном давлении 760 миллиметров ртутного

<sup>59</sup> Акцизы // [nalog.ru](http://nalog.ru): официальный сайт Федеральной налоговой службы. 2019. URL: <https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/akciz/> (дата обращения: 02.08.2019).

столба), находится в диапазоне не ниже 215 градусов Цельсия и не выше 360 градусов Цельсия.

По показателю плотности и температуре выкипания (таблица 5.10) производимое прямогонное дизельное топливо будет соответствовать вышеобозначенным условиям.

Согласно этим же условиям и ввиду отсутствия специфической ставки акциза установленной статьей 193 части второй Налогового кодекса Российской Федерации<sup>60</sup>, производимый мазут не будет являться подакцизным продуктом.

Значения курса доллара США и стоимости нефти марки Urals на срок реализации инвестиционного проекта были взяты на основании прогноза Минэкономразвития РФ на периоды с 2020 по 2024 годы<sup>61</sup>.

Ввод с 1 января 2019 года акциза на нефтяное сырье существенно увеличивает давление налогового бремени при собственной переработке нефти и не позволяет сохранить рассмотренный в разделе 5.2 уровень цен на нефтепродукты в течении всего срока реализации проекта пробной эксплуатации Кучерлинского участка недр. Необходимость обеспечения выживаемости добывающего предприятия, при заданном конкурентном уровне рентабельности инвестиций, вынуждает со второго года реализации проекта опытно-промышленной эксплуатации ввести индексацию оптовых цен на нефтепродукты на уровне 5 % ежегодно. Ожидаемая динамика оптовых цен на нефтепродукты и объемы выручки с учетом индексации при реализации проекта пробной эксплуатации Кучерлинского участка недр представлены в таблице 5.19.

Предложенный уровень индексации цен на нефтепродукты несколько выше прогноза<sup>62</sup> по инфляции Минэкономразвития РФ на периоды с 2020 по 2024 годы (таблица 5.19), что обусловлено не коррелирующим с инфляцией скачкообразным ростом акциза на нефтяное сырье. Так, в период с 2020 года по 2022 он увеличится на 90 %, а за весь период с 2020 по 2024 годы – на 176 % (таблица 5.18).

---

<sup>60</sup> Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 30.07.2019) [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

<sup>61</sup> Сценарные условия прогноза социально-экономического развития на 2019-2024 годы. URL: <http://economy.gov.ru/minec/press/news/2019040903>

<sup>62</sup> Там же.

Таблица 5.19 – Динамика оптовых цен и выручки при реализации проекта освоения Кучерлинского участка недр

| Наименование параметра   | Год     |         |         |         |         |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
|  | 2020    | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    |
| <b>Базовая оптовая цена нефтепродукта, руб./тонна:</b>             |         |         |         |         |         |
| Прямогонный бензин   | 32000   |         |         |         |         |
| Дизельное топливо  | 27000   |         |         |         |         |
| Мазут  | 11500   |         |         |         |         |
| Индексация, %  | 0       | 5       | 5       | 5       | 5       |
| <b>Оптовая цена нефтепродукта с учетом индексации, руб./тонна:</b> |         |         |         |         |         |
| Прямогонный бензин   | 32000   | 33600   | 35280   | 37044   | 38896   |
| Дизельное топливо  | 27000   | 28350   | 29768   | 31256   | 32819   |
| Мазут  | 11500   | 12075   | 12679   | 13313   | 13978   |
| Итоговая выручка от реализации нефтепродуктов, млн руб.            | 388,533 | 407,959 | 428,357 | 449,775 | 472,264 |
| Прогноз по инфляции Минэкономразвития РФ, %                        | 3,8     | 4,0     | 4,0     | 4,0     | 4,0     |

Тем не менее, при предложенной ценовой политике, проиндексированная оптовая цена нефтепродуктов достигнет уровня цен конкурирующих нефтеперерабатывающих предприятий на 2019 год (таблица 5.8) лишь к 2022 году. Учитывая, что конкурирующие нефтеперерабатывающие предприятия также будут вынуждены производить ежегодную индексацию цен в связи с ростом акциза на нефтяное сырье хотя бы и в рамках инфляции, предлагаемая схема индексирования цен на нефтепродукты позволит сохранить конкурентное преимущество предприятия, осуществляющего проект пробной эксплуатации Кучерлинского участка недр.

Расчет годового налога на имущество организации осуществлялся исходя из среднегодовой стоимости основных средств. Результаты подсчета начальной стоимости основных средств по структурным подразделениям добывающего предприятия представлены в таблице 5.20. Норма амортизации, для расчета остаточной стоимости основных средств, определялась линейным методом исходя из пятилетнего срока реализации проекта.

Таблица 5.20 – Начальная стоимость основных средств

| Наименование элемента                                  | Численное значение |
|--|--------------------|
| <b>Фонд скважин:</b>                                   |                    |
| Общая стоимость НКТ, руб.                              | 2079710,10         |
| Общая стоимость ФА на фонд скважин, руб.               | 700000             |
| Общая стоимость емкостей на фонд скважин, руб.         | 1100000            |
| Общая стоимость КИПиА, руб.                            | 360000             |
| <b>Административная служба:</b>                        |                    |
| ЭВМ конфигурации «геолог», руб.                        | 107000             |
| ЭВМ конфигурации «офис», руб.                          | 133000             |
| Принтер, руб.  | 7500               |
| Сканер, руб.   | 6000               |
| <b>Геологическая служба:</b>                           |                    |
| Автомобиль УАЗ пикап, руб.                             | 1500000            |
| ЭВМ конфигурации «геолог», руб.                        | 321000             |
| Принтер, руб.  | 7500               |
| Сканер, руб.   | 6000               |
| Мобильная ЭВМ, руб.                                    | 18000              |
| <b>Цех добычи и транспортировки нефти:</b>             |                    |
| Нефтевоз УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11, руб.                  | 9000000            |
| Кировец, к-700, к-700, к-701, бульдозер-тягач, руб.    | 4000000            |
| ЭВМ конфигурации «офис», руб.                          | 66500              |
| Мобильная ЭВМ, руб.                                    | 36000              |
| <b>Цех подготовки и собственной переработки нефти:</b> |                    |
| Производственное помещение, руб.                       | 15000000           |
| Установка переработки Н-60, руб.                       | 25000000           |
| Емкость горизонтальная 200 м <sup>3</sup> , руб.       | 1100000            |
| Емкость горизонтальная 100 м <sup>3</sup> , руб.       | 3520000            |
| ЭВМ конфигурации «офис», руб.                          | 66500              |
| Автономный уровнемер, руб.                             | 750000             |
| Мобильная ЭВМ, руб.                                    | 18000              |
| <b>Отдел реализации нефти и нефтепродуктов:</b>        |                    |
| Нефтевоз УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11, руб.                  | 4500000            |
| ЭВМ конфигурации «офис», руб.                          | 66500              |
| Принтер, руб.  | 7500               |
| Сканер, руб.   | 6000               |
| Кассовые аппараты ЯРУС М2100Ф с ФН, руб.               | 100000             |
| <b>Итого стоимость основных средств, руб.:</b>         | <b>69582710,05</b> |

Учитывая, что добывающее предприятие будет располагать существенным парком автотранспортных средств, возникает необходимость в расчете годового транспортного налога при учете платежей в пользу государства – таблица 5.21. Расчет осуществлялся исходя из ставок транспортного налога установленных для Ставропольского края.

Таблица 5.21 – Объем транспортного налога при реализации проекта

| Наименование элемента   | Численное значение |
|---|--------------------|
| Мощность двигателя нефтевоза УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11, л.с.     | 312                |
| Количество нефтевозов УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11, шт.             | 3                  |
| Ставка налога для нефтевоза УРАЛ Некст 4320 АТЗ-11, руб./л.с. | 50                 |
| Мощность двигателя автомобиля УАЗ пикап, л.с.                 | 150                |
| Ставка налога для УАЗ пикап, руб./л.с.                        | 15                 |
| Мощность двигателя Кировца, к-700, к-700, к-701, л.с.         | 300                |
| Ставка налога для Кировца, к-700, к-700, к-701, руб./л.с.     | 12                 |
| <b>Итого годовой налог на транспорт, руб.:</b>                | <b>52650</b>       |

Добывающему предприятию необходимо также будет регулярно начислять платежи за пользование недрами и аренду земельного участка под скважину. Размер платежей за пользование недрами определялся исходя из максимальной ставки установленной Статьей 43 Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 03.08.2018) «О недрах»<sup>63</sup> за пользование недрами в целях разведки полезных ископаемых.

Размер платежа за аренду земельного участка под скважину определялся исходя из: размера участка под одну скважину равному 1,7 гектара (17000 м<sup>2</sup>) и установленному СН 459-74<sup>64</sup> при работе буровых установок грузоподъемностью до 80 т; кадастровой стоимости земельного участка в районе расположения проектной скважины согласно последней кадастровой оценке<sup>65</sup>; ставок арендной платы за использование земель сельскохозяйственного назначения установленных Постановлением № 112-п Правительства Ставропольского края<sup>66</sup>.

<sup>63</sup> Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 03.08.2018) «О недрах» [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

<sup>64</sup> СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений. М.: Стройиздат, 1976. С. 23-30.

<sup>65</sup> Получение выписок из ЕГРН и проверка недвижимости // ROSREESTR.NET: Онлайн сервис заказа выписки из ЕГРН и проверки недвижимости. 2019. URL: <https://rosreestr.net/> (дата обращения: 02.08.2019).

<sup>66</sup> Постановление Правительства Ставропольского края от 29.03.2016 № 112-п «Об утверждении Порядка определения размера арендной платы за использование земельных участков, находящихся в государственной собственности Ставропольского края, и земельных участков, государственная собственность на которые не разграничена, и предоставленных в аренду без торгов» // [publication.pravo.gov.ru](http://publication.pravo.gov.ru): Государственная система правовой информации. Официальный интернет-портал правовой информации. 2019. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/2600201604010006?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 02.08.2019).

Результаты определения размера ежегодных платежей за пользование недрами и аренду земельного участка представлены в таблице 5.22.

Таблица 5.22 – Размеры ежегодных платежей за пользование недрами и аренду земельного участка

| Наименование элемента  | Численное значение |
|--|--------------------|
| <b>Плата за пользование недрами:</b>   |                    |
| Ставки регулярных платежей за пользование недрами в целях разведки полезных ископаемых, руб./кв. км        | 20000              |
| Площадь прогнозного участка, кв. км  | 117,505            |
| <b>Итого годовая плата за пользование недрами, руб.:</b>   | 2350100            |
| <b>Плата за аренду земли:</b>  |                    |
| Размер земельного участка под скважину, м <sup>2</sup>   | 17000              |
| Количество скважин, шт.  | 1                  |
| Кадастровая стоимость участка в районе скважины № 12 Кучерлинской (кадастровый номер 26:09:090302:1), руб. | 1322751            |
| Площадь участка в районе скважины № 12, м <sup>2</sup>   | 763492             |
| Ставка арендной платы за пашню в Туркменском районе, %   | 3,00               |
| Стоимость годовой аренды участка под скважину № 12, руб.   | 883,58             |
| <b>Суммарная стоимость годовой аренды земли под скважину, руб.:</b>  | 883,58             |

Как было упомянуто ранее, при реализации проекта предусматривается эксплуатация скважин по индивидуальной схеме, в этом случае добываемый попутный газ будет утилизироваться путем рассеивания в атмосферном воздухе. В связи с чем возникает необходимость в расчете платежей за негативное воздействие на окружающую среду. Согласно пункту 3 Постановления Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 (ред. от 28.12.2017) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»<sup>67</sup>, при степени выработанности запасов нефти менее 0,01 предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках в 5 % от общего объема добытого попутного газа не применяется. В нашем случае на конец пятилетнего срока

<sup>67</sup> Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 (ред. от 28.12.2017). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

реализации проекта степень выработанности запасов составит лишь 0,0045, для этих условий платежи за негативное воздействие на окружающую среду будут рассчитываться исходя из тарифных ставок установленных Постановлением Правительства РФ от 13.09.2016 № 913 (ред. от 29.06.2018) «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»<sup>68</sup> с повышающим коэффициентом равным 1,04. Результаты расчета платежей за рассеивание газа даны в таблице 5.23.

После оценки всех обязательных платежей в пользу государства нами был произведен итоговый расчет экономических показателей инвестиционного проекта – таблица 5.24.

---

<sup>68</sup> О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 № 913 (ред. от 29.06.2018). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

Таблица 5.23 – Размеры платежей за рассеивание попутного газа

| Состав газа                           |                  | Плотность<br>газа, кг/м <sup>3</sup> | Годовая<br>добыча<br>газа, м <sup>3</sup> | Годовая<br>добыча<br>газа, т | Тариф за 1 т<br>загрязняющего<br>вещества, руб./т | Коэффициент к<br>ставке за<br>выбросы | Плата годовая за<br>рассеивание газа,<br>руб. |     |      |
|---------------------------------------|------------------|--------------------------------------|---|------------------------------|---|---------------------------------------|---|-----|------|
| Компонент                             | Содержание,<br>% |                                      |   |                              |   |                                       |   |     |      |
| CH <sub>4</sub>                       | 53,900           | 1,24                                 | 1907052                                   | 2364,75                      | 108   | 1,04                                  | 143162,77                                     |     |      |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>         | 12,350           |                                      |   |                              | 108   |                                       | 99071,82                                      |     |      |
| C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>         | 15,400           |                                      |   |                              |   |                                       |   |     |      |
| iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>       | 3,400            |                                      |   |                              |   |                                       |   |     |      |
| nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>       | 3,400            |                                      |   |                              |   |                                       |   |     |      |
| iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>       | 1,375            |                                      |   |                              |   |                                       |   |     |      |
| nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>       | 1,375            |                                      |   |                              |   |                                       |   |     |      |
| ΣC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>       | 3,050            |                                      |   |                              |   |                                       |   | 0,1 | 7,50 |
| C <sub>7</sub> H <sub>16+</sub> высш. | 0,000            |                                      |   |                              |   |                                       |   | -   | -    |
| CO <sub>2</sub>                       | 3,450            |                                      |   |                              | -   |                                       | -   |     |      |
| N <sub>2</sub>                        | 2,300            | -                                    | -   |                              |   |                                       |   |     |      |
| <b>Всего:</b>                         | 100,000          |                                      |   |                              |   |                                       | 242242,09                                     |     |      |

Таблица 5.24 – Итоговые экономические показатели инвестиционного проекта

| Наименование параметра                             | Год       |           |           |           |           | Итого:    |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|  | 2020      | 2021      | 2022      | 2023      | 2024      |           |
| 1  | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         |
| Капитальные вложения, млн руб.                     | 130       |           |           |           |           | 130       |
| Добыча нефти, т                                    | 18371,910 | 18371,910 | 18371,910 | 18371,910 | 18371,910 | 91859,550 |
| <b>Выпуск нефтепродуктов, т:</b>                   |           |           |           |           |           |           |
| прямогонный бензин                                 | 4444,817  | 4444,817  | 4444,817  | 4444,817  | 4444,817  | 22224,085 |
| дизельное топливо                                  | 5829,844  | 5829,844  | 5829,844  | 5829,844  | 5829,844  | 29149,219 |
| мазут  | 7729,811  | 7729,811  | 7729,811  | 7729,811  | 7729,811  | 38649,055 |
| Выручка, млн руб.                                  | 388,533   | 407,959   | 428,357   | 449,775   | 472,264   | 2146,889  |
| НДС, млн руб.                                      | 77,707    | 81,592    | 85,671    | 89,955    | 94,453    | 429,378   |
| <b>Акцизы, млн руб.:</b>                           |           |           |           |           |           |           |
| прямогонный бензин                                 | 65,428    | 69,041    | 72,651    | 76,242    | 79,851    | 363,213   |
| дизельное топливо                                  | 55,588    | 57,809    | 57,809    | 57,809    | 57,809    | 286,822   |
| мазут  | 0,000     | 0,000     | 0,000     | 0,000     | 0,000     | 0,000     |
| нефтяное сырье                                     | 33,382    | 48,612    | 63,365    | 77,750    | 92,264    | 315,372   |
| Итого акцизы, млн руб.                             | 154,397   | 175,462   | 193,824   | 211,801   | 229,924   | 965,407   |
| НДПИ, млн руб.                                     | 17,757    | 17,757    | 17,757    | 17,757    | 17,757    | 88,783    |
| Амортизация, млн руб.                              | 13,917    | 13,917    | 13,917    | 13,917    | 13,917    | 69,583    |
| Остаточная стоимость основных средств, млн руб.    | 55,666    | 41,750    | 27,833    | 13,917    | 0,000     |           |
| Среднегодовая стоимость основных средств, млн руб. | 62,624    | 48,708    | 34,791    | 20,875    | 6,958     |           |
| Себестоимость, млн руб.                            | 35,026    | 35,026    | 35,026    | 35,026    | 35,026    | 175,132   |
| Налог на имущество, млн руб.                       | 1,378     | 1,072     | 0,765     | 0,459     | 0,153     | 3,827     |
| Транспортный налог, млн руб.                       | 0,053     | 0,053     | 0,053     | 0,053     | 0,053     | 0,263     |
| Плата за пользование недрами, млн руб.             | 2,350     | 2,350     | 2,350     | 2,350     | 2,350     | 11,751    |
| Плата за аренду земли под скважины, млн руб.       | 0,001     | 0,001     | 0,001     | 0,001     | 0,001     | 0,004     |
| Плата за рассеивание газа, млн руб.                | 0,242     | 0,242     | 0,242     | 0,242     | 0,242     | 1,211     |

Продолжение таблицы 5.24

| 1   | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7       |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Погашение займа предоставленного инвестором, млн руб.   | 26     | 26     | 26     | 26     | 26     | 130     |
| Годовая ставка по займу инвестора, %                    | 25     | 25     | 25     | 25     | 25     |         |
| Выплата процентов по займу в пользу инвестора, млн руб. | 32,500 | 32,500 | 32,500 | 32,500 | 32,500 | 162,500 |
| Удержание НДФЛ с процентов по займу, млн руб.           | 4,225  | 4,225  | 4,225  | 4,225  | 4,225  | 21,125  |
| Чистая прибыль инвестора, млн руб.                      | 28,275 | 28,275 | 28,275 | 28,275 | 28,275 | 141,375 |
| Чистая доходность инвестиций, %                         | 21,750 | 21,750 | 21,750 | 21,750 | 21,750 | 108,750 |
| Прибыль организации до налогообложения, млн руб.        | 27,206 | 21,988 | 20,251 | 19,715 | 19,889 | 109,049 |
| Налог на прибыль организации, млн руб.                  | 5,441  | 4,398  | 4,050  | 3,943  | 3,978  | 21,810  |
| Чистая прибыль организации, млн руб.                    | 21,765 | 17,591 | 16,201 | 15,772 | 15,911 | 87,239  |

При расчете начальный объем инвестиций, соответствующий капитальным вложениям, был округлен до 130 млн рублей с целью создания небольшого запаса капитальных вложений на непредвиденные расходы в процессе создании основных средств предприятия.

В проекте был заложен достаточно высокий уровень амортизации (таблица 5.24), это объясняется тем, что при планировании мы исходили из пятилетнего срока реализации проекта и стремления погасить начальную стоимость основных средств за срок реализации проекта. Выбор же пятилетнего срока обусловлен сложностью прогнозирования экономической ситуации на дальнюю перспективу, а также прогнозным характером запасов нефти по перспективному участку, не подтвержденному фактическими испытаниями. В таких условиях масштабные прогнозы на 10 или 25 лет, а также расчет вариантов добычи с интенсивными отборами и подключением к магистральному нефтепроводу целесообразно производить лишь после подтверждения запасов испытаниями скважин. Основной же целью в рамках данной работы являлся расчет минимально рентабельного варианта реализации проекта, который позволил бы получить представление о минимально необходимом объеме инвестиций, минимальной производительности скважин объекта, оптимальной стратегии функционирования добывающего предприятия при заданном конкурентном уровне рентабельности инвестиций.

В целом, начисленные амортизационные платежи вместе с чистой прибылью организации после расчетов с инвестором и уплаты налогового бремени, будут составлять своеобразную подушку безопасности для добывающего предприятия в случае возникновения непредвиденных эксплуатационных расходов или изменения ставок по платежам в пользу государства.

Наиболее оптимальной схемой инвестирования проекта представляется получение займа добывающим предприятием от частного лица – налогового резидента РФ, владеющего не более 25 % уставного капитала добывающей компании и не состоящего в родственных связях с основным учредителем добывающей компании. В этом случае, согласно статьи 105.1 части первой НК

РФ<sup>69</sup>, инвестор и основной учредитель добывающей компании не будут признаваться взаимозависимыми лицами, а сделка по предоставлению займа согласно статье 105.14 части первой НК РФ<sup>70</sup> не будет являться контролируемой. Соблюдение вышеобозначенных условий позволит выплачивать как тело займа, так и проценты по займу до налогообложения прибыли организации, что, в свою очередь, обеспечит большую доходность инвестиций по сравнению с вариантом, когда проценты по займу выплачиваются в виде дивидендов после налогообложения прибыли.

Выплата тела займа будет осуществляться равными долями в течении пятилетнего срока реализации проекта, а выплата процентов по займу в размере 25 % годовых будет производиться ежегодно. Чистая рентабельность инвестиций после удержания НДСЛ составит 21,75 % годовых, при этом, после выплаты всех обязательных платежей и процентов по займу, добывающая компания будет иметь положительную прибыль в течении всего срока реализации проекта.

Предоставляемый уровень рентабельности инвестиций в 21,75 % годовых является конкурентным по сравнению с размещением свободных средств на депозитах. Так, по данным Центрального банка РФ<sup>71</sup>, на июнь 2019 года средневзвешенная процентная ставка по депозитам физических лиц со сроком размещения свыше 3 лет составляла 6,41 %. Таким образом, инвестирование в освоение Кучерлинского участка предоставит в 3,4 раза больший уровень доходности по сравнению с менее рискованной размещением средств на депозитах.

Для оценки привлекательности инвестиций с учетом рисков нами была произведена оценка эффективности инвестиций с помощью коэффициента Шарпа. Коэффициент Шарпа – показатель эффективности инвестиционного актива, который вычисляется как отношение премии за риск к риску инвестиции<sup>72</sup>:

---

<sup>69</sup> Налоговый кодекс Российской Федерации (часть первая) от 31.07.1998 № 146-ФЗ (ред. от 02.08.2019) [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

<sup>70</sup> Там же.

<sup>71</sup> Сведения по вкладам (депозитам) физических лиц и нефинансовых организаций в рублях, долларах США и евро // [www.cbr.ru](http://www.cbr.ru): официальный сайт Банка России. 2019. URL: [http://www.cbr.ru/statistics/?PrId=int\\_rat](http://www.cbr.ru/statistics/?PrId=int_rat) (дата обращения: 05.09.2019).

<sup>72</sup> Оценка эффективности инвестиций, инвестиционного портфеля, акций на примере в Excel // [finzz.ru](http://finzz.ru): Финансово-инвестиционный блог Жданова Василия и Жданова Ивана. 2019. URL: <http://finzz.ru/ocenka-effektivnosti-investicij-analiz-akcij-investicionnogo-portfelya-na-primere-v-excel.html> (дата обращения: 05.09.2019).

$$S = \frac{\bar{r}_p - r_f}{\sigma_p}, \quad (5.1)$$

- где
- $S$  - коэффициент Шарпа;
  - $\bar{r}_p$  - ожидаемая годовая доходность инвестиционного портфеля, %;
  - $r_f$  - годовая доходность безрискового актива, %;
  - $\sigma_p$  - стандартное отклонение доходностей инвестиционного портфеля (риск портфеля), %.

Поскольку в нашем случае инвестиционный портфель будет состоять только из одного актива, риск портфеля будет определяться риском этого актива. В рамках данной работы риск актива будет связан с возможностью отсутствия коммерческой проницаемости коллекторов Кучерлинского участка недр и равен капиталу риска инвестиционного проекта. Как было отмечено в подразделе 5.1.1 Главы 5 капитал риска при освоении Кучерлинского участка недр равен 42,07 млн рублей. Эта сумма состоит из разового платежа за право пользования Кучерлинским участком недр, затрат на разликвидацию одной скважины, стоимости НКТ и фонтанной арматуры, а также работ по геофизическим исследованиям, перфорации, испытанию и последующей ликвидации скважины. Отсюда, коэффициент риска для проекта освоения может быть рассчитан согласно выражению<sup>73</sup>:

$$K_{\text{ир.}} = \frac{K_{\text{р.}}}{V_{\text{инв.}}} \cdot 100\%, \quad (5.2)$$

- где
- $K_{\text{ир.}}$  - коэффициент инвестиционного риска, %;
  - $K_{\text{р.}}$  - капитал риска (сумма убытка), млн руб.;
  - $V_{\text{инв.}}$  - объем инвестиций, млн руб.

<sup>73</sup> Анализ и оценка проектных рисков // monographies.ru: Российская академия естествознания. 2019. URL: <https://monographies.ru/ru/book/section?id=1271> (дата обращения: 05.09.2019).

При капитале риска равном 42,07 млн рублей и объеме инвестиций в проект освоения Кучерлинского участка недр равном 130 млн рублей, коэффициент инвестиционного риска составит 32,36 %. При чистой годовой доходности инвестиций в 21,75 % и годовой доходности безрискового актива взятой по средневзвешенной процентной ставке по депозиту (6,41 %), коэффициент Шарпа будет равен 0,47. Согласно общим рекомендациям по оценке эффективности инвестиций с применением коэффициента Шарпа – таблица 5.25<sup>74</sup>, уровень риска от инвестирования в освоение Кучерлинского участка недр выше, чем ожидаемый уровень доходности. Рекомендовать к реализации инвестиционный проект освоения нефтяных залежей Кучерлинского участка недр можно лишь при высоком аппетите к риску со стороны инвестора.

Таблица 5.25 – Оценка эффективности инвестиций по коэффициенту Шарпа

| Значение коэффициента Шарпа | Оценка эффективности инвестиции   |
|-----------------------------|---|
| $S > 1$                     | Высокая степень привлекательности инвестиций                                      |
| $1 > S > 0$                 | Уровень риска вложения в данную инвестицию выше, чем ожидаемый уровень доходности |
| $S < 0$                     | Вложение не целесообразно, так как доходность безрискового актива выше            |

Улучшить показатели привлекательности инвестиционного проекта освоения Кучерлинского участка недр, в текущих условиях, можно лишь предложив Федеральному агентству по недропользованию конкурсный порядок предоставления Кучерлинского участка недр вместо аукционного, опираясь на Статью 13.1 Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 03.08.2018) «О недрах»<sup>75</sup>.

Учитывая, что Кучерлинский участок недр находится в нераспределенном фонде более 50 лет (с 1968 года) и в случае успешной реализации проекта его пробной эксплуатации накопленный доход государства составит 1,576 млрд рублей, что, в свою очередь, в 52,5 раза превышает размер разового платежа за

<sup>74</sup> Оценка эффективности инвестиций, инвестиционного портфеля, акций на примере в Excel. URL: <http://finzz.ru/ocenka-effektivnosti-investicij-analiz-akcij-investicionnogo-portfelya-na-primere-v-excel.html>.

<sup>75</sup> Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 03.08.2018) «О недрах» [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

пользование искомым участком недр, проведение конкурса на право пользования Кучерлинским участком недр являлось бы вполне логичным и обоснованным шагом.

В случае проведения конкурса на право пользования Кучерлинским участком недр суммарный объем инвестиций в освоение нефтяных залежей составит 100 млн рублей, а капитал риска снизится до 12,07 млн рублей. При таких параметрах коэффициент Шарпа составит 1,27, что соответствует высокой привлекательности инвестиций (таблица 5.25).

Предложенный в работе вариант освоения отложений палеоцена и датского яруса путем разликвидации и последующего испытания имеющихся глубоких разведочных скважин с опережающим вводом в опытно-промышленную эксплуатацию имеет неоспоримое экономическое преимущество над классической схемой разведки месторождений нефти и газа, которая заключается в проведении площадных сейсморазведочных работ и бурении хотя бы одной новой разведочной скважины.

Учитывая, что стоимость сейсморазведочных работ 3D в Ставропольском крае составляет порядка одного миллиона рублей за квадратный километр площади, а площадь перспективного Кучерлинского участка равна 117,505 км<sup>2</sup>, общие затраты на сейсморазведочные работы составят порядка 117,505 млн рублей. Как было рассмотрено в подразделе 5.1.1, стоимость бурения новой разведочной скважины составит порядка 115 млн рублей, таким образом совокупные затраты на проведение разведочных работ в пределах Кучерлинского участка недр по классической схеме будут равны не менее 232,505 млн рублей. В случае отсутствия коммерческих притоков нефти из интервалов палеоцена и датского яруса эта сумма будет безвозвратно потеряна и, соответственно, в полном объеме представляет собой капитал риска.

Как было рассмотрено выше, полный объем инвестиций для освоения Кучерлинского участка недр по предлагаемой нами схеме составляет 100-130 млн рублей, при этом капитал риска будет равен 12,07-42,07 млн рублей в зависимости от схемы получения права пользования искомым участком недр. Таким образом, предложенная схема освоения перспективных залежей обеспечивает в 1,8-2,3 раза меньший объем капитальных затрат и в 5,5-19,3 раза меньший уровень

безвозвратных потерь инвестиций (капитал риска) по сравнению с классической схемой разведки.

Помимо экономического аспекта следует также упомянуть и о низкой информативности поверхностных сейсморазведочных работ для условий коллекторов палеоцена и датского яруса Кучерлинского участка недр, что обусловлено их малой толщиной (1-3 м) находящейся за пределами вертикальной разрешающей способности методов поверхностной сейсморазведки.

Проиллюстрируем это утверждение расчетами. Ориентировочное значение скорости сейсмической волны может быть рассчитано согласно выражению<sup>76</sup>:

$$V_{п.} = (5,81 - 9,42\phi - 2,21V_{гл.}) \cdot 10^3, \quad (5.3)$$

- где  $V_{п.}$  - скорость продольных волн, м/сек;  
 $\phi$  - открытая пористость коллектора, д.е.;  
 $V_{гл.}$  - глинистость коллектора, д.е..

Используя данные по датскому ярусу верхнего мела скважины № 12 Кучерлинской (таблица 2.8), получим скорость пробега сейсмической волны равную 3686 м/сек.

Вертикальное разрешение методов сейсморазведки при котором различимы кровля и подошва целевого пласта составляет четверть длины сейсмической волны<sup>77</sup>. Само значение длины сейсмической волны определяется согласно выражению:

$$\lambda = \frac{V_{п.}}{F}, \quad (5.4)$$

- где  $\lambda$  - длина сейсмической волны, м;  
 $F$  - частота колебаний источников сейсмических волн, Гц.

<sup>76</sup> Fanchi J. R., Lake L. W. Petroleum Engineering Handbook: Volume I. General Engineering. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. 864 p.

<sup>77</sup> Seismic Resolution: Vertical and Horizontal // wiki.seg.org: The Society of Exploration Geophysicists Wiki. 2019. URL: [https://wiki.seg.org/wiki/Seismic\\_Resolution:\\_Vertical\\_and\\_Horizontal](https://wiki.seg.org/wiki/Seismic_Resolution:_Vertical_and_Horizontal) (дата обращения: 05.09.2019).

При максимально достижимой частоте колебаний поверхностных источников сейсмических волн равной 120 Гц<sup>78</sup>, разрешающая способность методов поверхностной сейсморазведки для условий отложений Датского яруса составит 7,68 метра, что существенно выше толщины целевых пластов в 1-3 метра (таблицы 2.4-2.9).

В такой ситуации более рациональным подходом является использование уже имеющейся информации по разведочным скважинам, полученной методами скважинной геофизики с большей разрешающей способностью, для выявления целевых пластов, а уточнение распространения коллектора в межскважинном пространстве осуществлять в процессе опытно-промышленной эксплуатации путем проведения гидропрослушивания скважин или межскважинных сейсмических исследований. Использование при проведении межскважинных сейсмических исследований источников колебаний с частотами до 2000 Гц<sup>79</sup> позволяет достичь большей разрешающей способности по сравнению с методами поверхностной сейсморазведки. Так, в условиях отложений датского яруса Кучерлинского участка недр при вышеобозначенной частоте колебаний можно достичь вертикальной разрешающей способности в 0,5 метра.

Таким образом, рассмотренный в данной работе вариант освоения выявленных нефтяных залежей в пределах Кучерлинского участка недр более эффективен как в экономическом, так и технологическом плане по сравнению с проведением геологоразведочных работ по классической схеме в пределах вышеупомянутого участка недр.

---

<sup>78</sup> Holstein E. D., Lake L. W. Petroleum Engineering Handbook: Volume V. Reservoir Engineering and Petrophysics. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007. 1651 p.

<sup>79</sup> Ibid. P. 67.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 По результатам интерпретации материалов первичных ГИС и исследований кернов установлено существование залежей нефти в пластах I, II палеоцена и датском ярусе верхнего мела Кучерлинского участка недр.

2 Прогнозные извлекаемые запасы нефти в пределах Кучерлинского участка, подсчитанные объемным методом на геолого-гидродинамической модели, составляют 20,57 млн т.

3 Для реализации проекта по минимально рентабельному сценарию требуются начальные инвестиции в объеме 130 млн рублей и производительность одной проектной скважины, обеспечивающая суточную добычу нефти в объеме 60 м<sup>3</sup>/сут.

4 Минимально рентабельный вариант реализации инвестиционного проекта обеспечит номинальную доходность инвестиций в 25 % годовых при пятилетнем сроке реализации. При условии, что инвестором будет выступать частное лицо – налоговый резидент РФ, владеющий не более 25 % уставного капитала добывающей компании и не состоящий в родственных связях с основным учредителем добывающей компании, чистая доходность инвестиций составит 21,75 % годовых. Капитал риска составит 32,36 % от начального объема инвестиций и будет равен 42,07 млн рублей. Накопленный доход государства за пятилетний срок реализации проекта составит 1,576 млрд рублей.

5 По результатам финансового анализа, предлагаемого к реализации инвестиционного проекта, коэффициент Шарпа составил 0,47. Уровень риска от инвестирования в освоение Кучерлинского участка недр выше, чем ожидаемый уровень доходности. Рекомендовать к реализации инвестиционный проект освоения нефтяных залежей Кучерлинского участка недр можно лишь при высоком аппетите к риску со стороны инвестора.

6 Улучшить показатели привлекательности инвестиционного проекта освоения Кучерлинского участка недр, в текущих условиях, можно лишь предложив Федеральному агентству по недропользованию конкурсный порядок предоставления Кучерлинского участка недр вместо аукционного. В этом случае

капитал риска снизится до 12,07 млн рублей, а коэффициент Шарпа составит 1,27, что будет соответствовать высокой привлекательности инвестиций.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Бурштар, М.С. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа [Текст] / под ред. М.С. Бурштара. – М.: Недра, 1966. – 424 с.
2. Васильев, В.Г. Газовые месторождения СССР [Текст] / под ред. В.Г. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1968. – 688 с.
3. Инвестиционный проект освоения нефтяных залежей Благодарненского перспективного участка [Текст] : отчет о НИР : ООО «Кероген» ; рук.: Сова В.Э.; исполн.: Сова В.Э. – Ставрополь, 2018.
4. Сова, В.Э. Петрофизическая модель насыщения глинистых коллекторов Журавско-Воробьевской зоны нефтегазонакопления Ставропольского края [Текст] / В.Э. Сова, Э.В. Сова, М.Ю. Титоров // Нефтегазовое дело. – Уфа: ФГБОУ ВО УГНТУ, 2016. – Том 14. – № 3. – С. 31-39.
5. Добрынин, В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник [Текст] / под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
6. Log Interpretation Principles & Applications [Текст]. – Sugar Land: Schlumberger Wireline & Testing, 1998. – 241 p.
7. Log Interpretation Charts [Текст]. – Sugar Land: Schlumberger, 2009. – 310 p.
8. Технологический проект разработки Петровско-Благодарненского газового месторождения [Текст] : отчет о НИР : 01/ПРОЧ-НИОКР/0494/4ГДК/12.13/ОАО «СевКавНИПИгаз» ; рук.: Ильченко Л.А.; исполн.: Гилеб Т.В. – Ставрополь, 2013.
9. Crain's Petrophysical Handbook [Электронный ресурс] // [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). 2018. – Режим доступа: <https://www.spec2000.net/00-index.htm>
10. Петерсилье, В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом [Текст] / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 257 с.
11. Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, 2<sup>nd</sup> ed. [Текст] / T. Ahmed. – Houston: Gulf Publishing Company, 2001. – 1186 p.

12. McCall, C.M. The Effect Of Hydrocarbons On The SP Opposite Sands [Текст] / C.M. McCall, W.D. Von Genten, J.S. Osoba // SPWLA 12th Annual Logging Symposium, (Dallas, 2-5 May 1971). – Dallas, 1971. – P. 1-20.

13. McCarthy, K. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation [Текст] / K. McCarthy [et al.] // Oilfield Review Summer. – 2011. – no. 2. – P. 32-43.

14. Керимов, В.Ю. Перспективы поисков скоплений УВ в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья [Текст] / В.Ю. Керимов [и др.] // Фундаментальный базис и инновационные технологии поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа: тезисы докладов XXI Губкинских чтений, (Москва, 24-25 марта 2016 г.). – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – С. 69-76.

15. Nichols, G. Sedimentology and stratigraphy, 2<sup>nd</sup> ed. [Текст] / G. Nichols. – Chichester: Wiley-Blackwell, 2009. – 432 p.

16. Как работают радиальные базисные функции [Электронный ресурс] // pro.arcgis.com: ArcGIS Pro справка. 2018. – Режим доступа: <https://pro.arcgis.com/ru/pro-app/help/analysis/geostatistical-analyst/how-radial-basis-functions-work.htm>

17. Surfer User's Guide [Текст]. – Golden: Golden Software, Inc., 2002. – 640 p.

18. Craig, Jr., F.F. The reservoir engineering aspects of waterflooding [Текст] / F.F. Craig, Jr. – Dallas: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc., 1971. – 141 p.

19. MacKay, V. Determination of Oil and Gas Reserves: Petroleum Society Monograph No. 1 [Текст] / Edited by V. MacKay. – Altona: The Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, 1994. – 362 p.

20. Hazlett, R.D. Residual oil saturation dependence on initial water saturation in clean water-wet sandstone [Текст] / R.D. Hazlett [et al.] // Society of Core Analysts International Symposium, (Golden, 1-4 August 1999). – Golden, 1999. – 13 p.

21. Mulyadi, H. Applying MAK Gas-Water Relative Permeability Correlations to Predict a Gas-Condensate Relative Permeability and Production Performance (Case Study) [Текст] / H. Mulyadi, T. Mason, D. Steer // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, (Melbourne, 8-10 October 2002). – Richardson, 2002. – 15 p.

22. Molina, N.N. A systematic approach to the relative permeability problem in reservoir simulation [Текст] / N.N. Molina // 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, (Dallas, 21-24 September 1980). – Dallas, 1980. – 13 p.
23. Shi, H. Drift-Flux Modeling of Multiphase Flow in Wellbores [Текст] / H. Shi [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, 5-8 October 2003). – Richardson, 2003.
24. Бюллетень 20 [Электронный ресурс] // rosnedra.gov.ru: Федеральное агентство по недропользованию. 2019. – Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/5104.html>
25. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 30.07.2019) [Электронный ресурс]. – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс».
26. Сценарные условия прогноза социально-экономического развития на 2019-2024 годы [Электронный ресурс] // economy.gov.ru: официальный сайт Минэкономразвития России. 2019. – Режим доступа: <http://economy.gov.ru/minec/press/news/2019040903>
27. Об утверждении Положения об особенностях режима рабочего времени и времени отдыха водителей автомобилей [Электронный ресурс]: Приказ Минтранса России от 20.08.2004 № 15 (ред. от 03.05.2018). – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс».
28. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [Электронный ресурс] // nalog.ru: официальный сайт Федеральной налоговой службы. 2019. – Режим доступа: <https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/ndpi/>
29. Акцизы [Электронный ресурс] // nalog.ru: официальный сайт Федеральной налоговой службы. 2019. – Режим доступа: <https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/akciz/>
30. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 03.08.2018) «О недрах» [Электронный ресурс]. – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс».
31. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений [Текст]. – М.: Стройиздат, 1976. – С. 23-30.

32. Получение выписок из ЕГРН и проверка недвижимости [Электронный ресурс] // ROSREESTR.NET: Онлайн сервис заказа выписки из ЕГРН и проверки недвижимости. 2019. – Режим доступа: <https://rosreestr.net/>

33. Постановление Правительства Ставропольского края от 29.03.2016 № 112-п «Об утверждении Порядка определения размера арендной платы за использование земельных участков, находящихся в государственной собственности Ставропольского края, и земельных участков, государственная собственность на которые не разграничена, и предоставленных в аренду без торгов» [Электронный ресурс] // [publication.pravo.gov.ru](http://publication.pravo.gov.ru): Государственная система правовой информации. Официальный интернет-портал правовой информации. 2019. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/2600201604010006?index=0&rangeSize=1>

34. Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 (ред. от 28.12.2017). – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс».

35. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 № 913 (ред. от 29.06.2018). – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс».

36. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть первая) от 31.07.1998 № 146-ФЗ (ред. от 02.08.2019) [Электронный ресурс]. – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс».

37. Сведения по вкладам (депозитам) физических лиц и нефинансовых организаций в рублях, долларах США и евро [Электронный ресурс] // [www.cbr.ru](http://www.cbr.ru): официальный сайт Банка России. 2019. – Режим доступа: [http://www.cbr.ru/statistics/?PrtId=int\\_rat](http://www.cbr.ru/statistics/?PrtId=int_rat)

38. Оценка эффективности инвестиций, инвестиционного портфеля, акций на примере в Excel [Электронный ресурс] // [finzz.ru](http://finzz.ru): Финансово-инвестиционный блог

Жданова Василия и Жданова Ивана. 2019. – Режим доступа: <http://finzz.ru/ocenka-effektivnosti-investicij-analiz-akcij-investicionnogo-portfelya-na-primere-v-excel.html>

39. Анализ и оценка проектных рисков [Электронный ресурс] // monographies.ru: Российская академия естествознания. 2019. – Режим доступа: <https://monographies.ru/ru/book/section?id=1271>

40. Fanchi, J.R. Petroleum Engineering Handbook: Volume I. General Engineering [Текст] / J.R. Fanchi, L.W. Lake. – Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. – 864 p.

41. Seismic Resolution: Vertical and Horizontal [Электронный ресурс] // wiki.seg.org: The Society of Exploration Geophysicists Wiki. 2019. – Режим доступа: [https://wiki.seg.org/wiki/Seismic\\_Resolution:\\_Vertical\\_and\\_Horizontal](https://wiki.seg.org/wiki/Seismic_Resolution:_Vertical_and_Horizontal)

42. Holstein, E.D. Petroleum Engineering Handbook: Volume V. Reservoir Engineering and Petrophysics [Текст] / E.D. Holstein, L.W. Lake. – Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007. – 1651 p.