

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ ШКОЛА

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ  
ЗАЙМСТВОВАНИЯ

Директор Политехнической школы  
М.О. Писарев  
2019 г.



**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
(магистерская диссертация)

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОИСКУ ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ  
РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ R

Направление подготовки 03.04.02 Физика

Магистерская программа «Концептуальный инжиниринг месторождений  
нефти и газа»

Выполнили групповой  
проект  
студенты 2 курса  
очной формы обучения

Балановский Дмитрий Юрьевич  
Гайсина Розалия Минихановна  
Кезарева Евгения Сергеевна  
Мезенцева Татьяна Андриановна  
Нишанова Мадина Кдралиевна  
Ракитина Александра Олеговна

Научный руководитель  
Профессор Политехнической  
школы ТюмГУ, доктор геолого-  
минералогических наук,  
профессор

Клещенко Иван Иванович

Консультант  
Руководитель группы  
проектирования разработки  
УГРМ проекта РОСПАН  
ООО «ТННЦ»

Деряга Дмитрий Сергеевич

Рецензент  
Директор программ  
технологического развития  
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Панов Роман Алексеевич

г. Тюмень, 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ .....	6
ПЕРЕЧЕНЬ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
ГЛАВА 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ .....	11
1.1 Географическое и административное положение .....	11
1.2 Природно-климатические условия.....	12
1.3 Вероятностная оценка.....	13
ГЛАВА 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	15
2.1 Поисково-разведочное бурение .....	15
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	15
2.3 Тектоника .....	19
2.4 Нефтегазоносность .....	23
2.5 Сведения о геофизических исследованиях скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных .....	25
2.5.1 Объем и комплекс геофизических исследований.....	25
2.5.2 Выделение коллекторов и определение эффективных толщин.....	29
2.5.3 Определение характера насыщения коллекторов .....	40
2.5.4 Определение коэффициента пористости.....	41
2.5.5 Определение коэффициента нефтегазонасыщенности.....	43
2.5.6 Определение коэффициента проницаемости.....	45
2.5.7 Капиллярная модель .....	46
ГЛАВА 3 ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	49
3.1 Исходные данные .....	49
3.2 Концептуальная модель пластов БТ <sub>14</sub> , БТ <sub>17</sub> <sup>1</sup> , БТ <sub>17</sub> <sup>2</sup> месторождения R ..	51
3.3. Структурная модель пластов БТ <sub>14</sub> , БТ <sub>17</sub> <sup>1</sup> , БТ <sub>17</sub> <sup>2</sup> .....	54
3.4. Обоснование параметров трехмерной сетки .....	59
3.5. Создание модели литологии .....	62
3.6. Создание модели фильтрационно-емкостных свойств .....	69

3.7. Создание модели флюидонасыщения .....	74
3.8 Подсчет начальных геологических запасов углеводородов .....	76
3.9 Гидродинамическая модель месторождения .....	79
<b>ГЛАВА 4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>92</b>
4.1 Объект БТ <sub>17</sub> . Газоконденсатная залежь .....	96
4.2 Объект БТ <sub>14</sub> . Газоконденсатнонефтяная.....	102
4.3 Объект БТ <sub>17</sub> . Нефтяная залежь.....	110
4.4 Месторождение в целом .....	114
<b>ГЛАВА 5 МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ УВС .....</b>	<b>118</b>
5.1 Анализ эффективности применяемых методов .....	118
5.2 Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения.....	118
<b>ГЛАВА 6 ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ.....</b>	<b>126</b>
6.1 Пространственное профилирование стволов скважин .....	126
6.2 Рекомендуемые данные по конструкции и креплению скважин .....	127
<b>ГЛАВА 7 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО СБОРА, ПОДГОТОВКИ И УЧЕТА ПРОДУКЦИИ.....</b>	<b>130</b>
7.1 Существующее положение по обустройству месторождения .....	130
7.2 Система сбора продукции скважин.....	131
7.2.1 Характеристика действующей системы сбора продукции скважин .....	131
7.2.2 Рекомендации к системе сбора продукции скважин.....	131
7.2.3 Система сбора продукции газовых скважин.....	133
7.2.4 Система сбора продукции нефтяных скважин .....	136
7.2.5 Строительство новых трубопроводов.....	139
7.4 Анализ точек сдачи продукции .....	141
7.5 Технология подготовки нефти и газа.....	143
7.6 Энергоснабжение .....	150
7.7 Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей .....	157

7.7.1 Характеристика действующей системы ППД.....	157
7.7.2 Рекомендации по развитию системы ППД .....	157
7.7.3 Требования к качеству закачиваемой воды .....	158
7.7.4 Рекомендации к системе поддержания пластового давления для газовых залежей .....	160
Система поддержания пластового давления для газоносной залежи не предусматривается.....	160
7.7.5 Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод.....	160
7.8 Обеспечение водоснабжения .....	161
7.9 Мероприятия по использованию и утилизации попутного нефтяного газа .....	161
<b>ГЛАВА 8 КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ДОРАЗВЕДКА .....</b>	<b>163</b>
8.1 Мониторинг давления и температуры .....	163
8.2 Состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой .....	163
8.3 Контроль гидравлического разрыва пласта.....	165
8.4 Программа исследовательских работ.....	165
<b>ГЛАВА 9 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....</b>	<b>167</b>
9.1 Методика и исходные данные для экономической оценки .....	167
9.1.1 Система налогов и платежей .....	169
9.1.2 Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов.....	181
<b>ГЛАВА 10 АНАЛИЗ РИСКОВ .....</b>	<b>201</b>
10.1 Идентификация рисков.....	201
10.2 Качественный анализ рисков, планирование реагирования.....	203
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>206</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>207</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>208</b>



## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ф.И.О.	Выполненные работы
БАЛАНОВСКИЙ Д.Ю.	Глава 6, разделы 2.3-2.4, 3.9
ГАЙСИНА Р.М.	Глава 9
КЕЗАРЕВА Е.С.	Главы 4, 8, раздел 2.5
МЕЗЕНЦЕВА Т.А.	Введение, заключение, главы 1, 5, 7, разделы 2.1-2.2
НИШАНОВА М.К.	Глава 4, раздел 7.7
РАКИТИНА А.О.	Глава 10, разделы 3.1-3.8

Работы в рамках группового проекта были равномерно разделены между участниками проекта согласно методическим указаниям дирекции Политехнической школы Тюменского государственного университета. Для контроля сроков выполнения была составлена дорожная карта работ. Для каждого вида работ и каждого этапа проекта было назначено ответственное лицо (участник группового проекта), которое выполняло курирование вверенного ему вида работ, а именно: консолидация теоретического материала, сбор исходных данных, прием результата, оценка качества полученного результата.

Создание презентационного материала и написание разделов отчета выполнялось ответственными по видам работ, после консолидации полученных результатов.

## ПЕРЕЧЕНЬ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

- АВО – аппарат воздушного охлаждения;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция;
- ВЛ – воздушная линия электропередач;
- ГВК – газо-водяной контакт;
- ГНК – газо-нефтяной контакт;
- ВНК – водо-нефтяной контакт;
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГС – горизонтальная скважина;
- ГФУ – горизонтальное факельное устройство;
- ГЗС – газосепаратор;
- ГКС – газоконденсатная смесь;
- ГСР – геолого-статистический разрез;
- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- ГТЭС – газотурбинная электростанция;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- ЗПА – запорно-переключающая арматура;
- КГФ – конденсато-газовый фактор;
- КИГ – коэффициент извлечения газа;
- КИК – коэффициент извлечения конденсата;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- КС – компрессорная станция;
- ЛУ – лицензионный участок;
- НГК – нестабильный газовый конденсат;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;

НТС – низкотемпературная сепарация;  
ОПР – опытно-промышленная разработка;  
ОФП – относительные фазовые проницаемости;  
ПАВ – поверхностно-активные вещества;  
ПГИ – промыслово-геофизические исследования;  
ПЗП – призабойная зона пласта;  
ПНГ – попутный нефтяной газ;  
ППД – поддержание пластового давления;  
РД – руководящий документ;  
РИГИС – результаты интерпретации ГИС;  
СГК – стабильный газовый конденсат;  
СОД – средства очистки и диагностики;  
СОГ – сухой отбензиненый газ;  
СП – сборный пункт;  
СПБТ – смесь пропан-бутановая техническая;  
ТДА – турбодетандерный агрегат;  
УВ – углеводороды;  
ЦПС – центральный пункт сбора;  
УКПГ – установка комплексной подготовки газа;  
УПН – установка подготовки нефти;  
УСК – установка стабилизации конденсата;  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;  
ЧДД – чистый дисконтированный доход;  
CAPEX – капитальные затраты;  
Q<sub>нак</sub> – накопленная добыча свободного газа;  
GOV – дисконтированный доход государства;  
NPV – накопленный дисконтированный поток;  
OPEX – операционные затраты;  
PI – индекс доходности капитальных затрат.

## ВВЕДЕНИЕ

Компания принимает решение о покупке нового лицензионного участка в 2019 году. В настоящий момент произведена предварительная оценка геологических запасов месторождения и участок выставлен на торги. Исходя из вышеизложенного, целью данной работы является проведение оценки перспективности разработки месторождения R. Для этого будут проведены следующие мероприятия:

- Оценка минимальных рентабельных толщин для окупаемости бурения.
- Укрупненная экономическая оценка сценариев P90, P50 и P10
- Предварительное EMV проекта.
- Построение концептуальной геологической модели.
- Интерпретация имеющихся каротажных материалов и корреляция пластов
- Построение геологической модели
- Подсчет запасов P90, P50 и P10.
- Формирование PVT-модели
- Построение гидродинамической модели
- Расчет параметров разработки.
- Построение моделей скважин и определение максимального отхода, кустование скважин.
- Определение возможных вариантов сбыта продукции и поставщиков ресурсов.
- Определение схемы сбора продукции и необходимых линейных и площадочных объектов.
- Подбор логистических вариантов доставки людей на промысел, поставки материалов и проведения строительства.
- Определение объектов инфраструктуры (транспорт; энергетика)

- Определение экономических показателей реализации каждого из технически обоснованных вариантов.

- Выбор положительного кейса и оптимального варианта разработки

- Выявление рисков и мероприятия по их митигации

Задача предполагает выполнение процесса «Концептуальное проектирование» на этапе «Оценка».

# ГЛАВА 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

## 1.1 Географическое и административное положение

Месторождение R в административном отношении располагается в юго-восточной части Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Территория района является малоосвоенной и слабо населенной. Плотность населения около 100 человек на 100 кв. км. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Газ-Сале, Надо-Марро, расположенные на расстоянии 125 и 25 км от площади месторождения (по дорогам-зимникам расстояние 290 и 45 км). Районный центр – пос. Тазовский, окружной – г. Салехард, областной – г. Тюмень.

Обзорная схема района работ показана на рисунке **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует.

В физико-географическом отношении район работ расположен в восточной части Нижнетазовской провинции лесотундровой равнинной зональной области Западной Сибири. В геоморфологическом отношении это плосковолнистая, озерно-аллювиальная равнина со слабо выраженными формами речной эрозии и аккумуляции, преобразованная криогенными процессами. Умеренно заозеренная и заболоченная поверхность равнины наклонена в юго-западном направлении к долине реки Таз. Эрозионное расчленение долинно-балочное, среднее. В морфоструктурном отношении район работ находится в северо-восточной части Тазовской низменности с прямым типом морфоструктур.

Нефтепровод V-Пурпэ проходит в 50 км к востоку от месторождения R. В 100 км к юго-западу от месторождения R находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Энергетические потребности обеспечиваются дизельными электростанциями. Источниками теплоснабжения являются котельные, работающие на сырой нефти и мазуте.

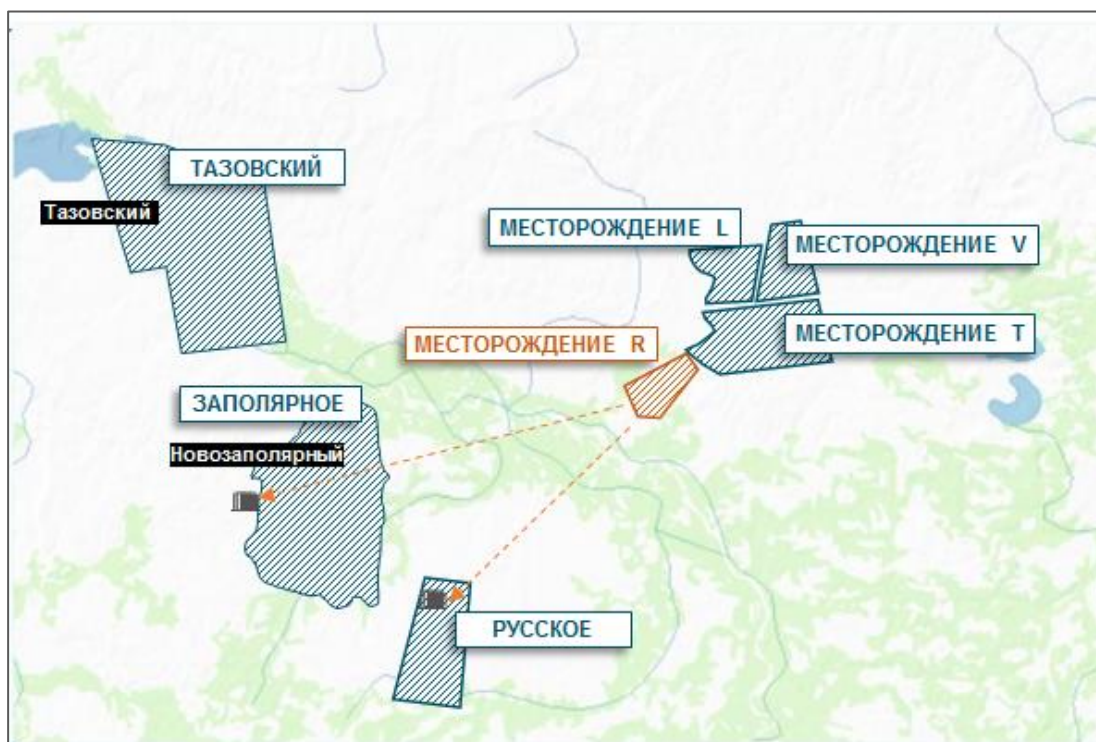


Рисунок 1.1 – Схема района работ

Абсолютные отметки рельефа водораздельных участков в юго-западном направлении закономерно понижаются от 30-40 до 70-80 м, а глубины долинных врезов увеличиваются от 10 до 25 м. Характерной особенностью рельефа является наличие в северо-восточной части широко развитой сети обрывистых оврагов. Господствующим ландшафтом является лесотундра. Древесная растительность (в основном лиственница и ель) встречается по долинам рек и склонам водоразделов редколесными массивами.

## 1.2 Природно-климатические условия

Район работ расположен в юго-восточной части южно-субарктической зоны слитного залегания вечной мерзлоты водораздельного типа. Южная и северная границы данной зоны в целом имеют субширотное простирание. В долинах рек преобладает так называемый долинный тип вечной мерзлоты. Под крупными озерами и реками отмечаются сквозные и

несквозные талики. Развитие мерзлоты определяется, в основном, проявлениями полигональных форм мерзлотного рельефа, которые представлены плоскобугристыми торфяниками. Другим типом рельефа являются бугры пучения, воронки и поля протаивания. Развитие многолетнемерзлых пород и слабая дренированность способствует заболачиванию территории.

Климат района субарктический и характеризуется суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовое количество осадков около 400 мм, причем из этого количества свыше 275 мм выпадает в теплый период с апреля по октябрь в виде дождей и мокрого снега. Число дней с осадками свыше 200 в году. Средняя температура самого холодного месяца января  $-27^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум наиболее низкой температуры зимой  $-57^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура самого теплого месяца июля  $+14,5^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум  $+31^{\circ}\text{C}$ . Наряду с этим, летом возможны и отрицательные температуры (до  $-2^{\circ}\text{C}$ ). Безморозный период составляет свыше 75 дней, а период устойчивых морозов достигает более 200 дней в году. Продолжительность периода с температурой  $-15^{\circ}\text{C}$  около 160 дней, а с температурой  $+15^{\circ}\text{C}$  – это территория, где нет устойчивого периода с названной суточной температурой воздуха. Зимой часты метели и пурги, число дней с метелями около 65 в году. Ледостав на реках устанавливается в первой половине октября, очищаются реки ото льда в июне. Безопасный для передвижения тяжелого транспорта ледовый покров на водных преградах формируется в декабре. Снежный покров держится с октября до первой декады июня. Его толщина изменяется от 0,3-0,5 м на водоразделах до 3,0 м в оврагах и долинах рек. Продолжительность отопительного периода около 300 дней в году.

### **1.3 Вероятностная оценка**

Была произведена оценка ресурсов с помощью метода Монте-Карло, результаты представлены на рисунке 1.2.



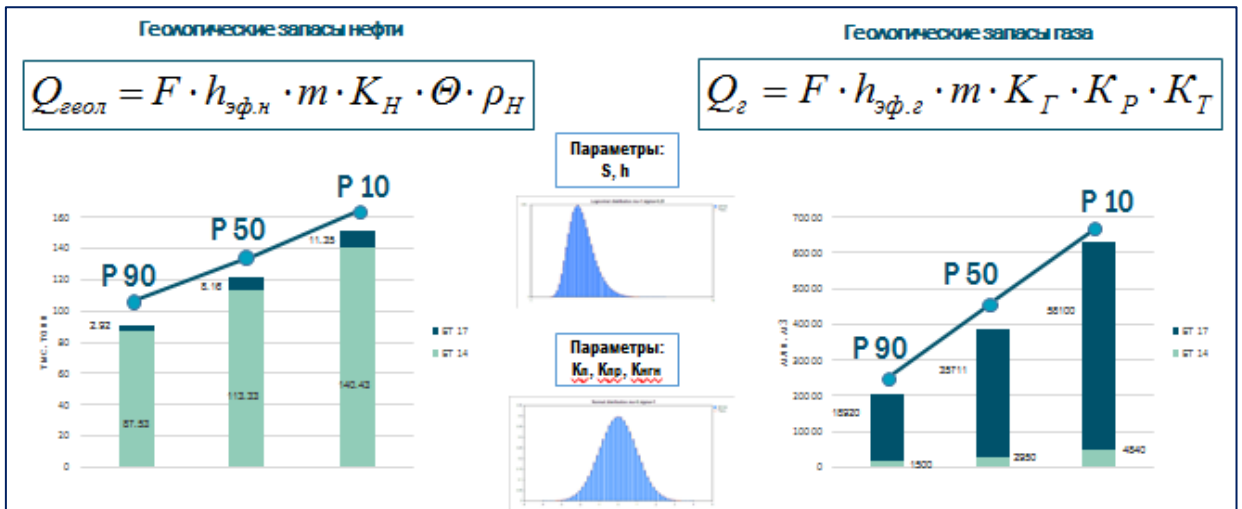


Рисунок 1.2 – Предварительный подсчет запасов

## ГЛАВА 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Поисково-разведочное бурение

Месторождение открыто в 1985 году скважиной 702, в промышленную разработку не введено

По состоянию на январь 2019 площадь участка вскрыта 8 поисково-разведочными скважинами.

По скважинам № 724, 749 керновые исследования отсутствуют. Таким образом, по скважинам № 700, 708, 706, 715, 741, 746 исследовано около 90% керна.

Таблица 2.1

#### Изученность керновыми исследованиями

Год	скв	глубина	Керн, м	Линейный вынос
1984	700	3255	50	31.5
1985	708	3470	31	13.6
1989	706	-	40	29
	715	-	35.5	27.2
1994	724	-	-	-
2006	741	3752	111.3	104.6
2010	746Р	-	98.2	98.2
2015	749	-	-	-

### 2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Литолого-стратиграфическое описание разреза выполнено на основании глубокого бурения разведочных скважин. Геологический разрез представлен песчано-глинистыми терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Породы доюрского основания на месторождении не вскрыты.

#### МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИЙ МЕГАКОМПЛЕКС

Объединяет осадочные отложения платформенного чехла от юрского до четвертичного возраста.

#### *Меловая система – К*

Отложения меловой системы распространены повсеместно и представлены нижним и верхним отделами.

### *Нижний отдел – K<sub>1</sub>*

Согласно схеме фациального районирования площадь месторождения R по типу разреза *неокомских отложений* Западной Сибири относится к Тазовскому району (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**), *апт-альб-сеноманских отложений* к Тазовско-Уренгойскому подрайону Омско-Уренгойского района (Рисунок 2.2). Соответственно, выделены следующие свиты:

*Мегионская свита (бериасский+валанжинский ярус K<sub>1b-v</sub>)* залегает согласно на подстилающих породах и представлена аргиллитоподобными глинами темно-серыми, нередко с зеленоватым оттенком, тонкоотмученными и алевритистыми, с горизонтально-слоистой и линзовидно-волнистой текстурой, с пластами песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, алевритовых, глинистых, реже карбонатных, от слабо- до крепкоцементированных. Для пород свиты характерны: углефицированный растительный детрит, остатки пиритизированных водорослей, многочисленные раковины моллюсков, ходы илоедов.

На месторождении R в составе свиты выделяются продуктивные пласты БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub>.

Толщина свиты изменяется от 392 м (скв. 701) до 469 м (скв. 749).

К кровле мегионской свиты приурочен опорный отражающий горизонт H<sub>5</sub><sup>00</sup>.

*Заполярная свита (валанжин+готерив K<sub>1v-g</sub>)* сложена песчаниками серыми, в средней части каолинизированными, с несколькими прослоями серых алевролитов и глин, в основании слабо биотурбированных. Характерен обугленный растительный детрит, отпечатки растений, обломки древесины, корневидные растительные остатки.

Толщина свиты изменяется от 600 м (скв. 703) до 671 м (скв. 705).

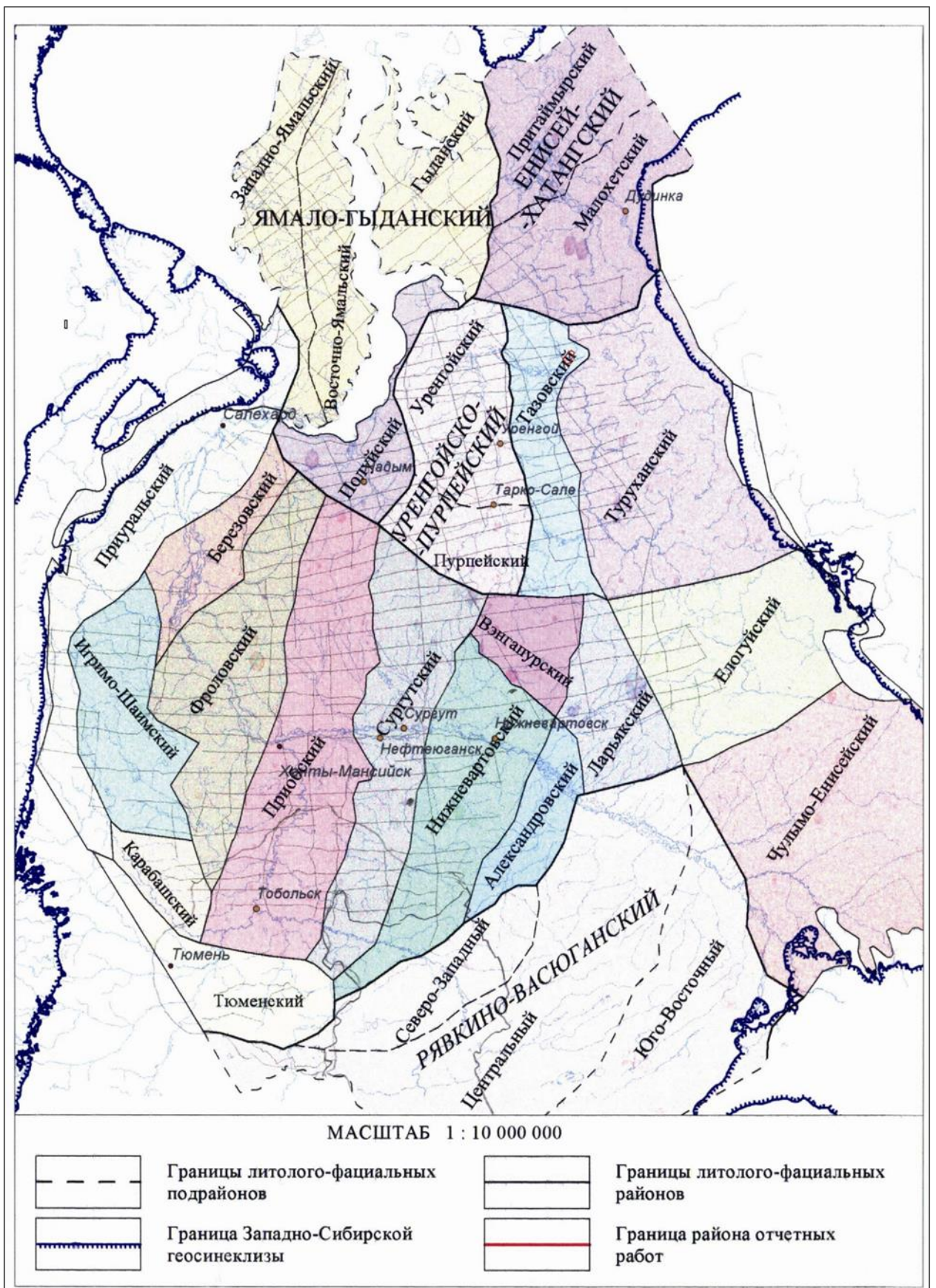


Рисунок 2.1 – Схема фациального районирования неокомских отложений  
(г. Новосибирск, 2005 г.)



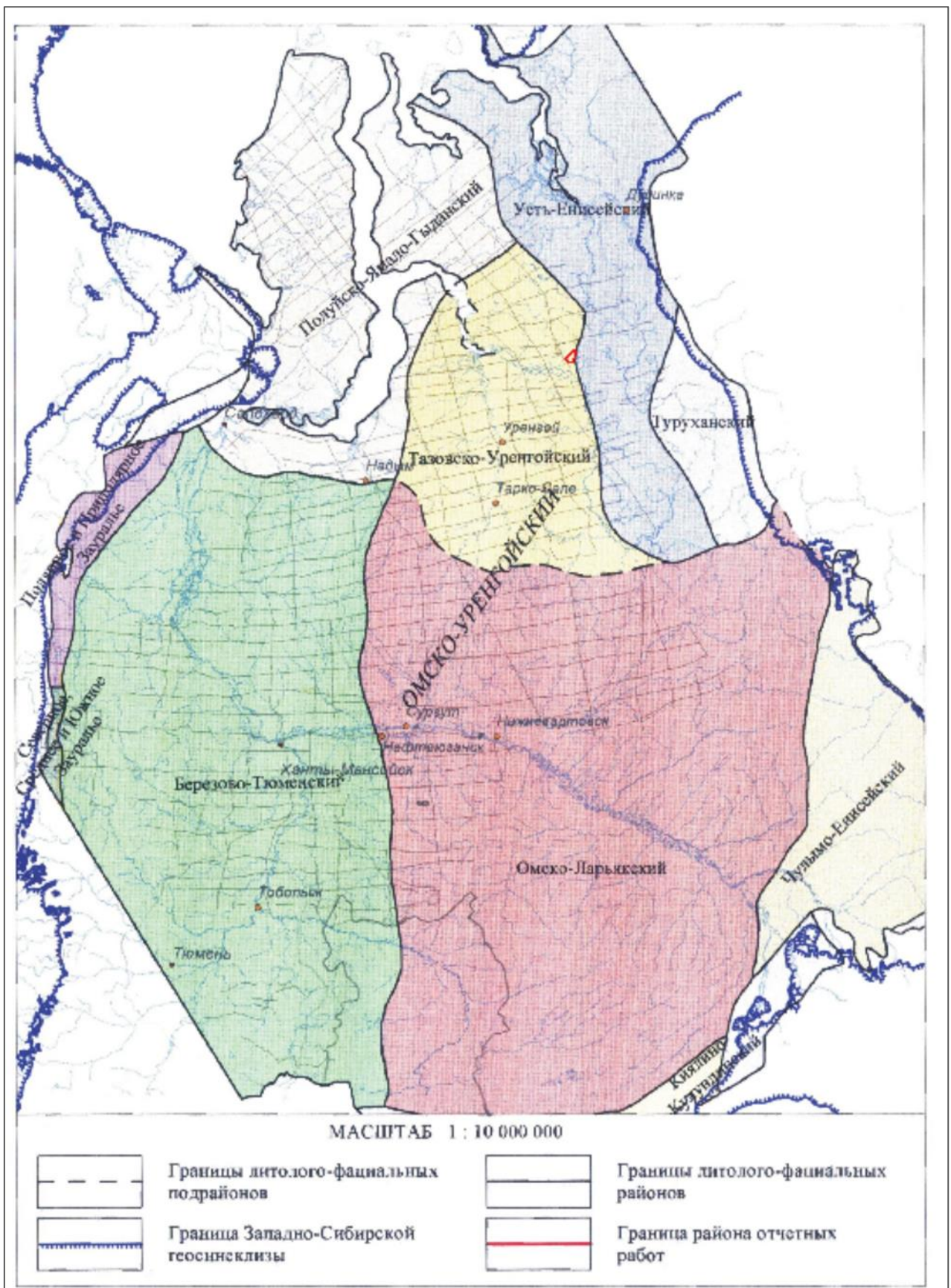


Рисунок 2.2 – Схема фациального районирования апт-альб-сеноманских отложений (г. Новосибирск, 2005 г.)

### 2.3 Тектоника

Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы под редакцией Бочкарева В.С. (1990 г.) участок недр приурочен к Русско-Реченскому малому валу (77), расположенному в северо-восточной части Русско-Часельского крупного вала (XXXVII), который в свою очередь расположен в пределах Русско-Часельского пояса мегавалов  $B_1^{\text{ж}}$ , и осложняет восточную часть Надым-Тазовской синеклизы –  $B_1$  (Рисунок 0.).

Осадочный мезозойско-кайнозойский чехол, сложенный терригенными отложениями триасового, юрского, мелового и палеогенового возраста, перекрывает гетерогенный складчато-метаморфический фундамент с угловым и стратиграфическим несогласием.

Русско-Часельский крупный вал (XXXVII) на западе примыкает к Хадырьяхинской моноклинали (XLII), а на востоке – к Нижнетазовскому крупному прогибу (СХХI), переходя к северу в виде периклинали – в Большехетскую впадину (XLIV).



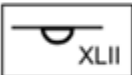
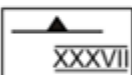
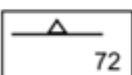
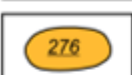

Граничащий с востока Нижнетазовский крупный прогиб (СХХI) объединяет Северо-Тычельский структурный залив (837), Западно-Промысловый (836) и Южно-Русскореченский (564) малые прогибы и структурный залив без названия (1116), простиравшиеся с юга на северо-восток.

Данный участок недр приурочен к одноименной крупной брахиантиклинали (279), обособленной в северо-восточной части Русско-Реченского малого вала (77).





## КОНТУРЫ СТРУКТУР

	надпорядковых структур ( <u>синеклиз</u> , <u>моноклиз</u> )
	I порядка крупных ( <u>поясов мегавалов</u> , <u>поясов мегапрогибов</u> , <u>моноклиналей</u> )
	I порядка средних и малых ( <u>мегавалов</u> , <u>впадин</u> , <u>моноклиналей</u> )
	II порядка <u>крупных</u>
	II порядка средних и малых
	III порядка <u>крупных</u>
	III порядка <u>средних и мелких</u> , и IV порядка

Условные обозначения к рисунку 2.3

## КАТАЛОГ СТРУКТУР

Западно-Сибирская геосинеклиза (плита) – А

Туронская геосинеклиза – Б

Кустанайская региональная седловина – В

**В ЯМАЛО-ТАЗОВСКАЯ МЕГАСИНЕКЛИЗА**

**В<sub>1</sub><sup>ж</sup> Русско-Часельский пояс мегавалов**

### СРЕДНИЕ – МАЛЫЕ СТРУКТУРЫ I ПОРЯДКА

**XLII** Хадырьяхинская моноклираль

**XLIV** Большехетская впадина

### КРУПНЫЕ СТРУКТУРЫ II ПОРЯДКА

**CXXI** Нижнетазовский крупный прогиб

**CXXIV** Русско-Реченский крупный вал

**XXXVII** Русско-Часельский крупный вал

### СРЕДНИЕ И МАЛЫЕ СТРУКТУРЫ II ПОРЯДКА

72	Русский вал	77	Русско-Реченский малый вал
81	Сидоровский структурный нос	564	Южно-Русскореченский малый прогиб
711	Восточно-Промысловый малый прогиб	837	Северо-Тычельский структурный залив



1116 Без названия структурный  
залив

## ФОНД ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

### Структуры III порядка

#### Подгруппа крупных структур

276	Русская крупная брахиантиклиналь	279	Русскореченская крупная брахиантиклиналь
-----	-------------------------------------	-----	---

#### Неразделенная подгруппа средних и мелких структур

#### III порядка и структур IV порядка

1182	Тагульское (Красн. кр.)	1187	Ольнерское
1188	Сидоровское (Красн. кр.)	1353	Северо-Русское
1931	Северо-Ольнерское	1933	Малотагульское
1936	Лангпародское	1937	Мангазейское
1938	Западно-Сидоровское	3597	Пунтарское
3598	Южно-Пунтарское	3599	Западно-Дороговское
3600	Восточно-Лимбаяхинское	3601	Нарсихинское
3610	Гласное	3615	Западно-Озерное
	Восточно-Русско-Реченский		
4079	локальный структурный мыс	4100	Западно-Лодочное
4102	Лучистое	4103	Вейдонское
4105	Северо-Выгонный локальный структурный нос	4106	Кельтийское
4107	Выгонное	4108	Нюнильтинское
4109	Лисье	4111	Восточно-Промысловое
4119	Харбейское		



Контур ЛУ R

## **2.4 Нефтегазоносность**

Газоконденсатнонефтяное месторождение R расположено на северо-востоке Тазовского нефтегазоносного района (НГР) Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) (Рисунок 0.1).

В результате поисково-разведочных работ выявлены нефтяные и газоконденсатные залежи в нижнемеловых и верхне- и среднеюрских отложениях: пластах БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>.

Уникальность месторождения R заключается в том, что оно находится на стыке четырех нефтегазоносных районов (Большехетского, Сузунского, Мангазейского и Тазовского), поэтому в геологическом строении и нефтегазоносности этого месторождения проявляются характерные особенности вышеназванных районов.

### **Юрский НГЭ.**

В северо-восточных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции юрские отложения характеризуются значительными глубинами залегания и недостаточной изученностью глубоким бурением.

### **Неокомский НГК**

Залежи пластово-сводовые, часто литологически экранированные, иногда массивные, сложно-построенные, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные, газонефтяные, нефтяные.

В отложениях описываемого комплекса на месторождении R выявлены залежи нефти и газоконденсата в пластах БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub> мегнионской свиты. Все продуктивные пласты характеризуются сложным литологическим строением, наличием зон глинизации.

### **Апт-альб-сеноманский НГК**

Продуктивные отложения представлены неравномерным чередованием песчаных и алеврито-глинистых пород. Глинистые разделы между песчаными пачками и пластами обычно не выдержаны по площади и разрезу, часто опесчаниваются, что делает возможным существование

гидродинамической связи в пределах всей продуктивной толщи. Залежи пластово-сводовые, массивные, газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, нефтяные.

### Туронский НГК

Туронские продуктивные отложения представлены чередованием глинисто-алевритовых и песчаных пачек. Залежи газовые, пластово-сводовые.

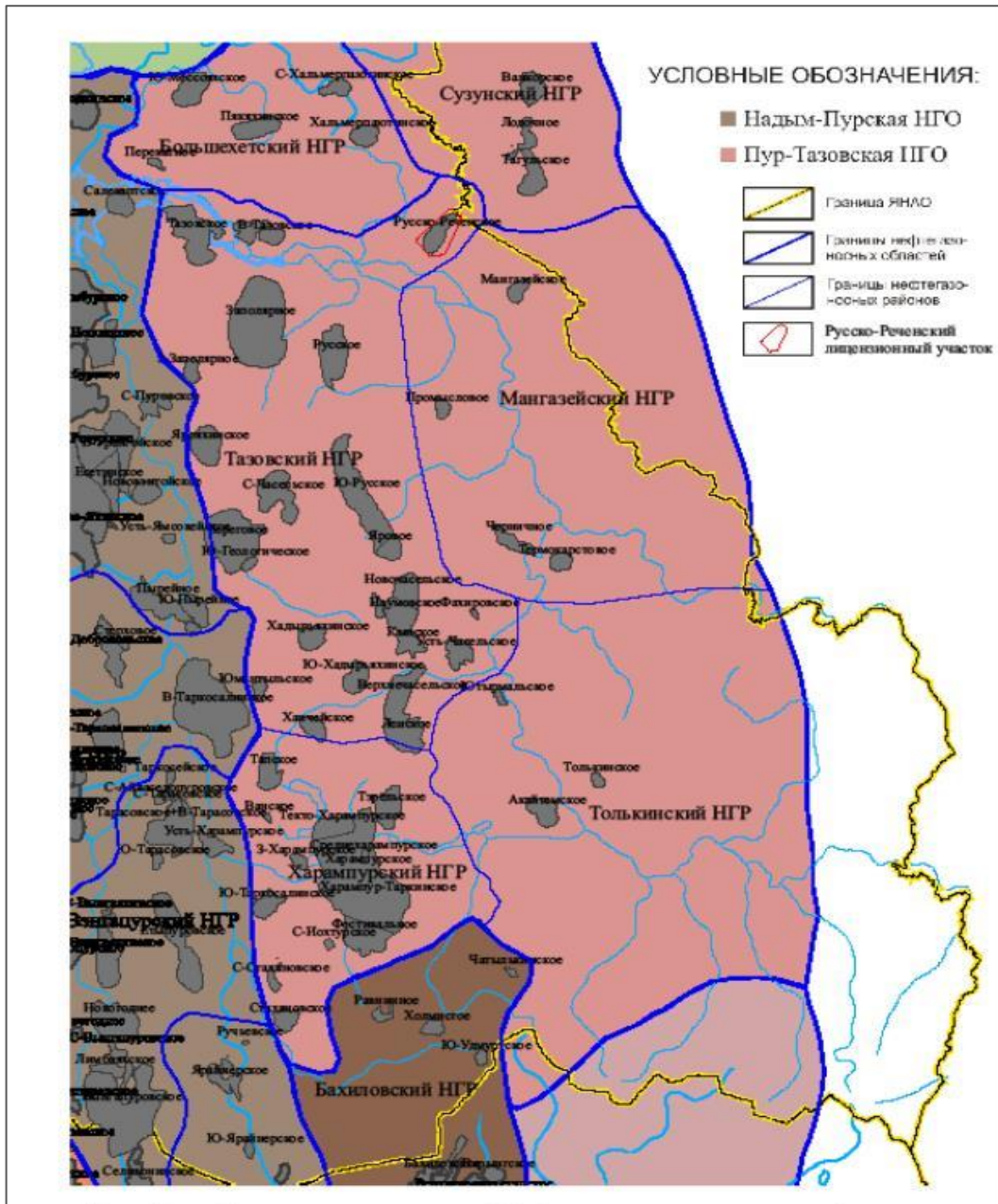


Рисунок 0.1 – Выкопировка из схемы «Нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции»

(Конторович А.Э., 2006)

## **2.5 Сведения о геофизических исследованиях скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных**

Отбор керна и результаты геофизических исследований и работ в скважинах являются одним из основных видов геологической информации о скважинах, бурящихся для поиска, разведки и добычи нефти и газа. Их применяют для решения геологических, технических и технологических задач, возникающих на всех этапах жизни скважины. Геофизические исследования скважин (ГИС) на месторождении R проводились с целью решения следующих геологических и технических задач:

- получения информации о геологическом строении месторождения;
- корреляции пробуренных разрезов, оценки литологического состава и стратиграфической принадлежности пород;
- выделения коллекторов и количественных определений их фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщенности;
- вскрытие продуктивных пластов, их испытаний и интенсификации дебитов.

Материалы ГИС составляют основу для подсчета запасов нефтяных и газовых залежей и определения степени их выработки.

### **2.5.1 Объем и комплекс геофизических исследований**

В пределах месторождения R промыслово-геофизические исследования проведены в 8 скважинах, вскрывших коллекторы продуктивных пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub>. Все скважины поисковые и разведочные.

Проведенные геофизические исследования скважин включали общие, детальные и специальные комплексы ГИС..

*Общие исследования* выполнены в масштабе глубин 1:500 от башмака кондуктора до забоя.

*Детальные геофизические исследования скважин* проводились в перспективных и продуктивных на нефть и газ интервалах разреза в масштабе глубин 1:200.

Выполненный комплекс ГИС по скважинам месторождения R приведен в таблице 2.2. Проходка и вынос керна показаны в таблице 2.3.

Имеющийся комплекс ГИС вполне достаточен для решения качественных и количественных задач – литологического расчленения, выделения коллекторов и оценки характера их насыщения, для определения подсчетных параметров.

Таблица 2.2

## Выполненный комплекс промыслово-геофизических исследований скважин месторождения Р

№ п/п	Номер скв.	ПС	ПЗ	ИК	ДС	БК	МБК	МКЗ	БКЗ						Резистивиметрия	ВИКИЗ	Многозондовый ИК	ГК	НКТ (НГК)	НКТб (НКТм)	АКШ	АК	ГГК-П	ЯМК	Термометрия
									А0,4М 0,1N	А1,0М 0,1N	А2,0М 0,5N	А4,0М 0,5N	А8,0М 1,0N	№0,5М 2,0А											
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	20	22	23	24	26	27	28	30	31
2	<b>15P</b>	269,2-3199,9	268,2-3242,3	270,2-3249,3	265,6-3248,6	1149,3-3246,7	2970,2-3247,4	1148,8-3247,6	1150,0-3240,3	1149,6-3241,1	269,8-3243,5	1150,0-3241,4	1150,0-3242,3	268,2-3240,3	1126,0-3249,9			2,0-3250,0	84,6-3251,7			1377,8-3245,2			50,0-3205,9
3	<b>6P</b>	1143,9-3375,4	1142,9-3373,8	2942,3-3381,8	1145,1-3374,2	2937,5-3381,2	2944,1-3381,6	2942,3-3382,0	2932,3-3373,8	2931,7-3374,8	1144,7-3376,6	2933,5-3372,0	2928,5-3376,6	1143,6-3370,5	2937,0-3391,9			7,9-3382,2	35,3-3384,2			2930,1-3391,6			2939,0-3392,9
4	<b>8P</b>	1143,4-3478,9	1143,3-3475,7	1142,8-3482,7	1136,4-3478,5	3000,4-3481,2	2997,6-3475,4	3005,8-3481,3	3000,0-3474,7	3000,0-3475,3	1144,8-3476,9	3000,0-3472,5	3000,0-3477,1	1141,6-3473,1				1136,4-3488,6	48,9-3492,0			2999,2-3479,0			
5	<b>24P</b>	1250,0-3430,1	1250,0-3430,1		1230,8-3430,1	3000,0-3430,1	3000,0-3429,5	3000,0-3429,9	3000,0-3429,3	3000,0-3429,3	1251,8-3429,5	3000,0-3424,9	3000,0-3428,7	1250,0-3430,1				1782,4-3411,1		1782,5-3411,1		3000,1-3430,0			
6	<b>41P</b>	157,1-3737,5	1299,2-3735,7	1298,4-3739,4	129,5-3740,1	1972,4-3744,9	3184,2-3755,6	2848,4-3755,6	1967,8-3739,9	1968,4-3740,3	151,4-3742,3	1965,0-3737,1	1969,2-3741,3		1960,2-3489,1	2839,8-3746,7		4,1-3748,3	5,5-3750,1			1235,2-3740,3	1298,8-3740,4		2814,0-2996,1 3299,0-3512,7
7	<b>46P</b>	84,1-3426,9	99,7-3011,3	1382,0-2595,7	0,0-1389,1	89,1-2825,8			100,5-3012,3	103,7-3012,9	80,5-3013,3	103,6-3015,4	104,3-3019,6	75,9-3008,9	78,1-3011,7	1382,0-3566,5		3069,1-3546,0		4,4-3549,3	1380,1-3554,6		1380,0-3543,1		
8	<b>49P</b>	491,0-3984,6	491,0-3569,2	491,0-3575,8	491,5-3984,6	491,0-1775,8 1852,0-3574,0	1773,2-3588,8		491,0-3569,4	491,0-3570,0	491,0-3571,2	491,0-3566,6	491,0-3571,0	491,0-3566,6		3576,6-3784,1	1771,1-3984,6	470,3-3972,8		472,1-3786,2	1836,7-3972,3		491,5-3984,6	2950,0-3574,1	

Таблица 2.3

## Проходка и вынос кернa по скважинам месторождения Р

Но- мер скв.	Факти- ческая глубин а скважи ны, м	В интервале отбора кернa						По скважине в целом			
		Интервал отбора керна, м		Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	% выноса кернa		Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	% выноса кернa	
		кровля	подошва			к проходке с отбором керна	к общей глубине скважины			к проходке с отбором керна	к общей глубине скважины
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
10P	3255	2998,0	3010,0	12,0	11,8	98,3	0,36	<b>50,0</b>	<b>31,5</b>	<b>63,0</b>	<b>0,97</b>
		3010,0	3023,0	13,0	12,0	92,3	0,37				
		3050,0	3063,0	13,0	7,0	53,8	0,22				
		3063,0	3075,0	12,0	0,7	5,4	0,02				
6P	3400	3119,0	3128,0	9,0	7,8	86,7	0,23	<b>40,0</b>	<b>29,0</b>	<b>72,5</b>	<b>0,85</b>
		3305,0	3317,0	12,0	9,3	77,5	0,27				
		3317,0	3330,0	13,0	6,9	53,1	0,20				
		3330,0	3336,0	6,0	5,0	83,3	0,15				
8P	3484	3110,0	3121,0	11,0	8,3	75,5	0,24	<b>31,0</b>	<b>13,6</b>	<b>43,7</b>	<b>0,39</b>
		3287,0	3292,0	5,0	0,9	18,0	0,03				
		3335,0	3350,0	15,0	4,4	29,0	0,12				
15P	3400	3122,0	3132,0	10,0	9,8	98,0	0,29	<b>35,5</b>	<b>27,2</b>	<b>76,6</b>	<b>0,80</b>
		3132,0	3147,0	15,0	9,4	62,7	0,28				
		3267,0	3277,5	10,5	8,0	76,2	0,24				
41P	3752	3040,0	3046,0	6,0	6,0	100,0	0,16	<b>111,3</b>	<b>104,6</b>	<b>94,0</b>	<b>2,79</b>
		3046,0	3052,8	6,8	6,8	100,0	0,18				
		3052,8	3059,4	6,6	6,6	100,0	0,18				
		3059,4	3065,0	5,6	5,3	94,6	0,14				
		3065,0	3071,3	6,3	6,3	100,0	0,17				
		3130,0	3136,6	6,6	6,6	100,0	0,18				
		3136,6	3143,1	6,5	6,5	100,0	0,17				
		3143,1	3149,6	6,5	1,0	15,4	0,03				
		3300,0	3306,5	6,5	6,5	100,0	0,17				
		3306,5	3313,1	6,6	6,6	100,0	0,18				
		3313,1	3319,0	5,9	5,9	100,0	0,16				
		3319,0	3325,5	6,5	6,5	100,0	0,17				
		3325,5	3332,2	6,7	6,7	100,0	0,18				
		3332,2	3338,2	6,0	5,5	91,7	0,15				
		3550,0	3556,5	6,5	6,4	98,5	0,17				
		3556,5	3560,0	3,5	3,5	100,0	0,09				
		3610,0	3611,5	1,5	1,2	80,0	0,03				
3611,5	3616,0	4,5	4,5	100,0	0,12						
3743,8	3750,0	6,2	6,2	100,0	0,17						
46P	3596	3192,0	3199,0	7,0	7,0	100,0	0,19	<b>98,2</b>	<b>98,2</b>	<b>100,0</b>	<b>2,73</b>
		3199,0	3208,2	9,2	9,2	100,0	0,26				
		3208,2	3217,3	9,1	9,1	100,0	0,25				
		3217,3	3226,4	9,1	9,1	100,0	0,25				
		3265,0	3274,1	9,1	9,1	100,0	0,25				
		3274,1	3283,2	9,1	9,1	100,0	0,25				
		3283,2	3292,2	9,0	9,0	100,0	0,25				
		3450,5	3459,7	9,2	9,2	100,0	0,26				
		3459,7	3468,9	9,2	9,2	100,0	0,26				

## 2.5.2 Выделение коллекторов и определение эффективных толщин

Породой-коллектором называют породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах.

В результате комплексной интерпретации и корреляции ГИС (рисунок 2.5-2.6) выделены продуктивные пласты и определены эффективные толщины для них (таблица 2.4).

На рисунке 2.7 отображена схема обоснования контактов на основе данных ГИС и информации об испытаниях.

Уровни контактов для пласта БТ<sub>14</sub> : ГНК – 3051м, ВНК – 3080м. По данным РИГИС и испытаниям пласт нефтяной с газовой шапкой.

Пласт БТ<sub>17</sub> сложное строение, определены уровни контактов: ГВК – 3285м и ВНК – 3298м.

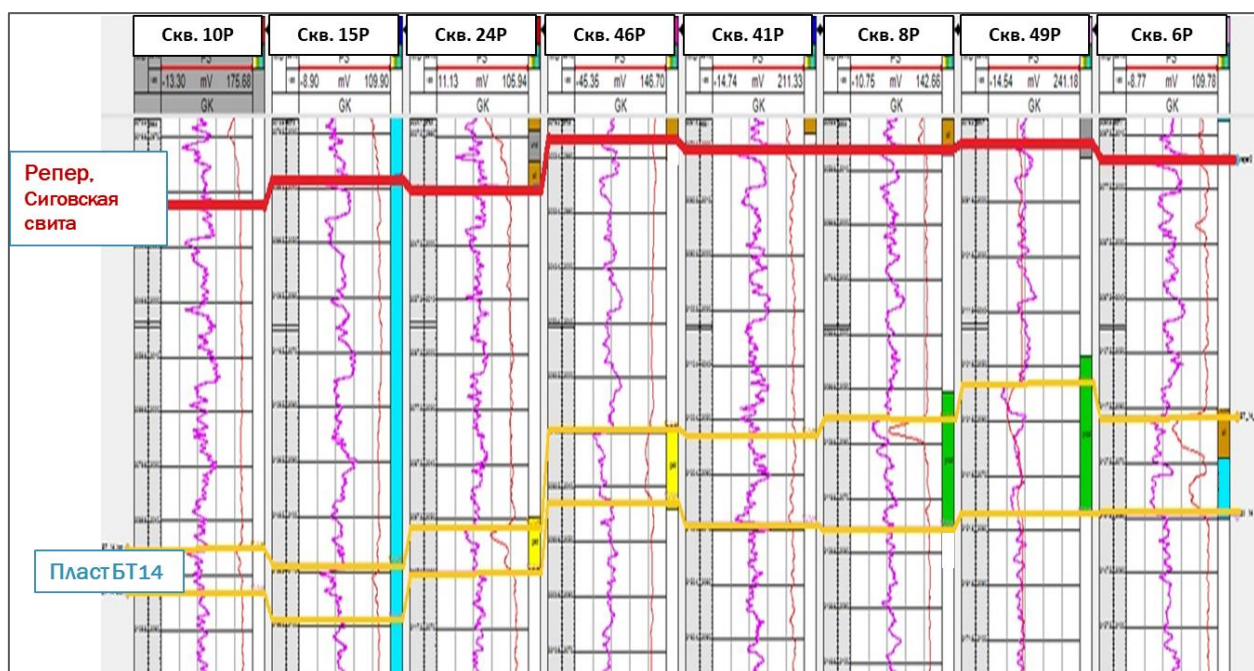


Рисунок 2.5 – Корреляция ГИС для пласта БТ<sub>14</sub>



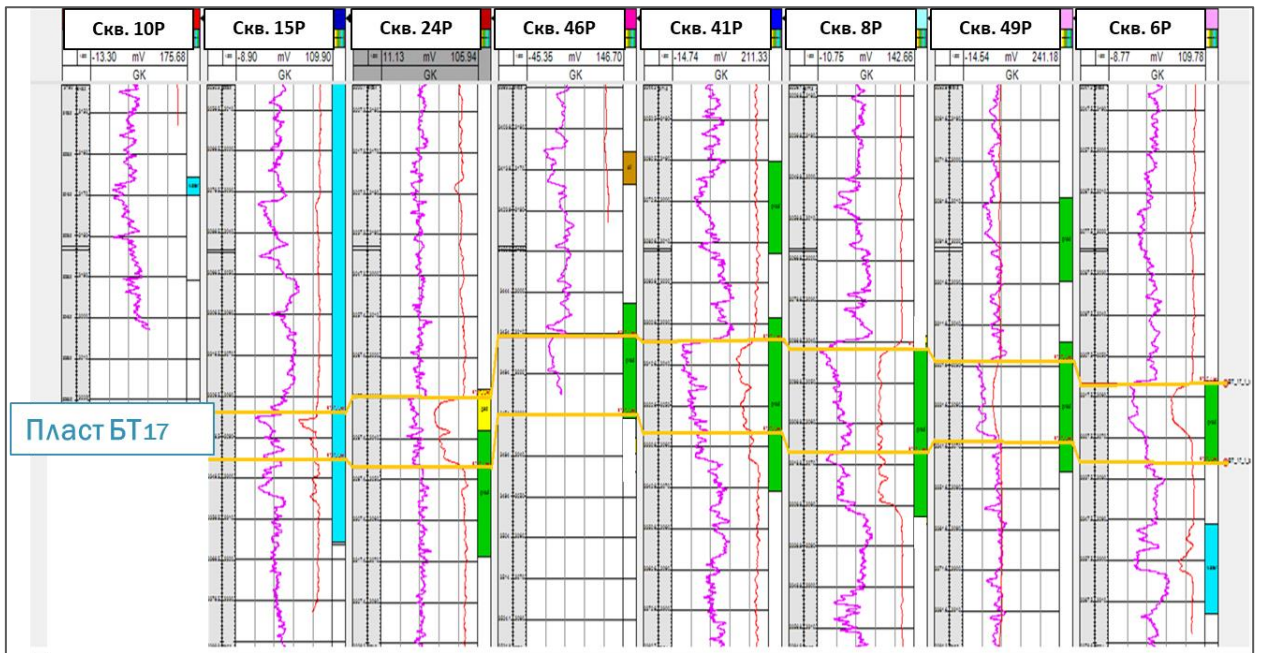


Рисунок 2.6 – Корреляция ГИС для пласта БТ17

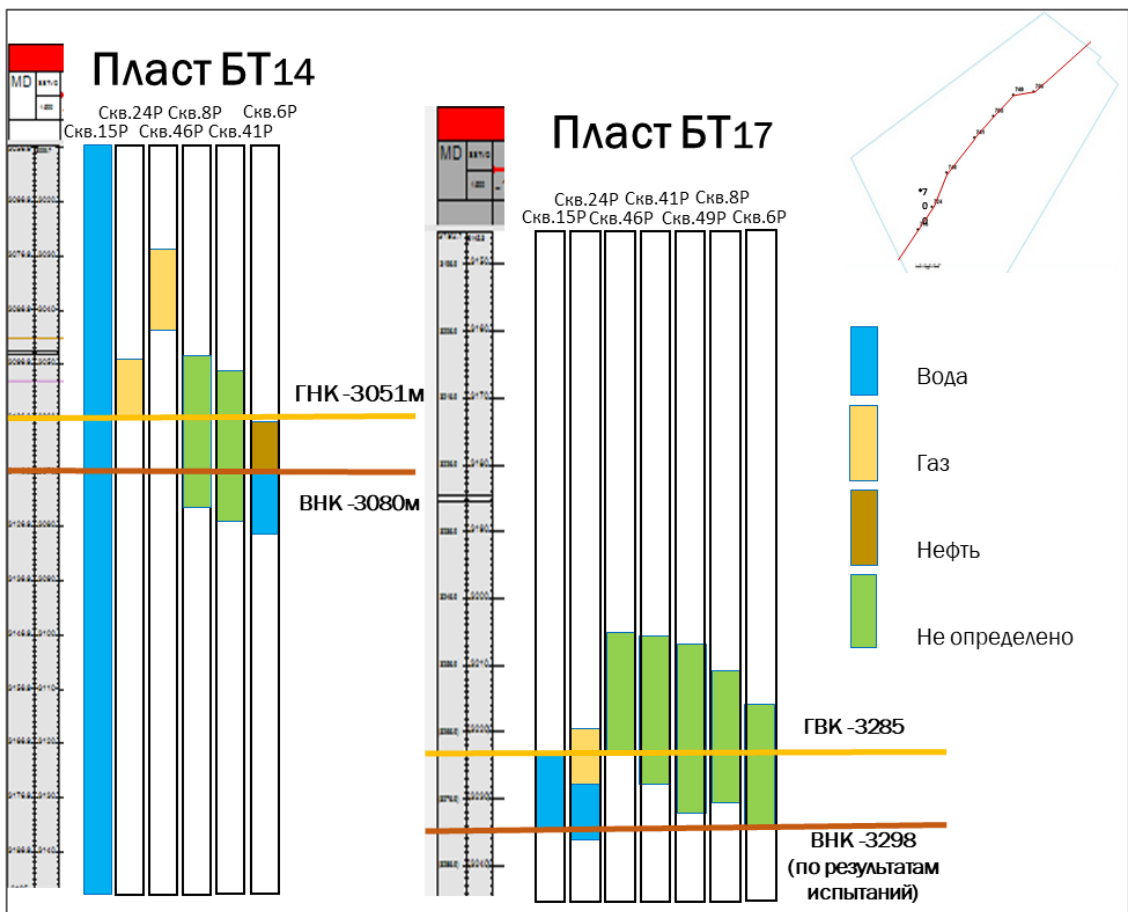


Рисунок 2.7 – схема обоснования контактов продуктивных пластов БТ14 (слева) и БТ17 (справа) месторождения R

Таблица 2.4

Результаты определения эффективных толщин продуктивных пластов и  
результаты испытаний

№ скв.	Пласт	Интервал, м		Абсолют.отметки, м		h <sub>эфф.</sub> м	Характер насыщенности	Результаты испытаний
		Кровля	Подожва	Кровля	Подожва			
706	БТ <sub>14</sub>	3119,3	3119,7	3061,8	3062,2	0,4	нефть	3119-3125
706	БТ <sub>14</sub>	3120,1	3122,6	3062,6	3065,1	2,5	нефть	Q <sub>н</sub> =17.7 м <sup>3</sup> /сут
706	БТ <sub>14</sub>	3122,6	3123,5	3065,1	3066,0	0,9	нефть	
706	БТ <sub>14</sub>	3123,8	3124,9	3066,3	3067,4	1,1	нефть	
706	БТ <sub>14</sub>	3131,3	3132,0	3073,8	3074,5	0,7	неопр.	
706	БТ <sub>14</sub>	3132,3	3135,3	3074,8	3077,8	3,0	вода	
706	БТ <sub>17-2</sub>	3315,7	3316,8	3258,2	3259,3	1,1	продукт	3316-3324
706	БТ <sub>17-2</sub>	3317,1	3318,1	3259,6	3260,6	1,0	продукт	Q <sub>н</sub> =1.8 м <sup>3</sup> /сут
706	БТ <sub>17-2</sub>	3318,4	3319,5	3260,9	3262,0	1,1	продукт	
706	БТ <sub>17-2</sub>	3319,8	3320,5	3262,3	3263,0	0,7	продукт	
706	БТ <sub>17-2</sub>	3320,8	3321,4	3263,3	3263,9	0,6	продукт	
706	БТ <sub>17-2</sub>	3321,7	3322,4	3264,2	3264,9	0,7	продукт	
706	БТ <sub>17-2</sub>	3322,7	3323,6	3265,2	3266,1	0,9	продукт	
708	БТ <sub>14</sub>	3104,4	3107,0	3055,6	3058,2	2,6	продукт	3104-3109
708	БТ <sub>14</sub>	3107,4	3108,5	3058,6	3059,7	1,1	продукт	Q <sub>г</sub> =21.3 тыс. м <sup>3</sup> /сут
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3291,4	3294,9	3242,6	3246,1	3,5	продукт	3308-3312
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3294,9	3299,3	3246,1	3250,5	4,4	продукт	Q <sub>гк смеси</sub> =419.7 тыс. м <sup>3</sup> /сут
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3299,3	3302,9	3250,5	3254,1	3,6	продукт	3308-3312
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3302,9	3307,5	3254,1	3258,7	4,6	продукт	3320-3325
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3307,9	3310,9	3259,1	3262,1	3,0	продукт	Q <sub>гк смеси</sub> =431.1 тыс. м <sup>3</sup> /сут
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3311,3	3311,7	3262,5	3262,9	0,4	продукт	
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3312,2	3313,1	3263,4	3264,3	0,9	продукт	
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3313,4	3315,6	3264,6	3266,8	2,2	продукт	
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>2</sup>	3318,5	3320,9	3269,7	3272,1	2,4	продукт	
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>2</sup>	3321,4	3325,3	3272,6	3276,5	3,9	продукт	
708	БТ <sub>17-1</sub> <sup>2</sup>	3325,6	3327,5	3276,8	3278,7	1,9	продукт	
724	БТ <sub>14</sub>	3099,0	3101,6	3051,7	3054,3	2,6	газ	
724	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3278,2	3284,8	3230,8	3237,4	6,6	газ	3278-3283
724	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3285,5	3286,6	3238,1	3239,2	1,1	продукт	Q <sub>г</sub> =200.2 тыс. м <sup>3</sup> /сут
724	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3287,4	3290,1	3240,0	3242,7	2,7	продукт	Q <sub>ст.гк</sub> =108.0 м <sup>3</sup> /сут
724	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3290,1	3292,9	3242,7	3245,5	2,8	продукт	
741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3308,2	3311,0	3235,6	3238,4	2,8	продукт	3322-3328
741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3311,0	3312,6	3238,4	3240,0	1,6	продукт	Q <sub>г</sub> =334.2 тыс. м <sup>3</sup> /сут
741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3312,6	3315,6	3240,0	3243,0	3,0	продукт	Q <sub>ст.гк</sub> =107 м <sup>3</sup> /сут
741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3315,6	3318,2	3243,0	3245,6	2,6	продукт	3306-3322
741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3319,2	3326,6	3246,6	3254,0	7,4	продукт	3322-3328
741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3327,4	3328,8	3254,8	3256,2	1,4	продукт	Q <sub>г</sub> =301.4 тыс. м <sup>3</sup> /сут
741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>2</sup>	3331,8	3332,8	3259,2	3260,2	1,0	продукт	Q <sub>ст.гк</sub> =99.4 м <sup>3</sup> /сут

## Окончание таблицы 2.4

741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>2</sup>	3332,8	3334,2	3260,2	3261,6	1,4	продукт	
741	БТ <sub>17-1</sub> <sup>2</sup>	3334,8	3336,0	3262,2	3263,4	1,2	продукт	
746P	БТ <sub>14</sub>	3275,8	3277,4	3032,3	3033,9	1,6	продукт	3275.8-3284.8
746P	БТ <sub>14</sub>	3277,4	3278,6	3033,9	3035,0	1,2	продукт	3284.8-3285.8
746P	БТ <sub>14</sub>	3278,6	3279,4	3035,0	3035,8	0,8	продукт	Q <sub>r</sub> =239.8 тыс. м <sup>3</sup> /сут
746P	БТ <sub>14</sub>	3279,4	3279,8	3035,8	3036,2	0,4	неопр	Q <sub>ст.гк</sub> =177.6 м <sup>3</sup> /сут
746P	БТ <sub>14</sub>	3279,8	3280,4	3036,2	3036,8	0,6	неопр	
746P	БТ <sub>14</sub>	3280,4	3281,4	3036,8	3037,8	1,0	неопр	
746P	БТ <sub>14</sub>	3281,4	3282,0	3037,8	3038,4	0,6	неопр	
746P	БТ <sub>14</sub>	3282,4	3283,2	3038,8	3039,6	0,8	неопр	
746P	БТ <sub>14</sub>	3283,6	3284,2	3040,0	3040,6	0,6	неопр	
746P	БТ <sub>14</sub>	3284,2	3285,0	3040,6	3041,4	0,8	неопр	
746P	БТ <sub>14</sub>	3285,0	3286,0	3041,4	3042,4	1,0	неопр	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3455,2	3456,0	3211,2	3212,0	0,8	продукт	3455-3474
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3456,0	3456,4	3212,0	3212,4	0,4	продукт	Q <sub>r</sub> =361.7 тыс. м <sup>3</sup> /сут
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3456,4	3457,0	3212,4	3213,0	0,6	продукт	Q <sub>гк</sub> =113.7 тыс. м <sup>3</sup> /сут
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3457,0	3458,0	3213,0	3214,0	1,0	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3458,0	3458,4	3214,0	3214,4	0,4	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3458,7	3460,6	3214,7	3216,6	1,9	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3460,6	3463,1	3216,6	3219,1	2,5	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3463,5	3467,3	3219,5	3223,3	3,8	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3469,1	3470,2	3225,1	3226,2	1,1	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3470,2	3471,4	3226,2	3227,4	1,2	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3471,4	3472,2	3227,4	3228,2	0,8	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>1</sup>	3472,2	3473,5	3228,2	3229,5	1,3	продукт	
746P	БТ <sub>17-1</sub> <sup>2</sup>	3476,4	3477,2	3232,4	3233,2	0,8	неопр	

Продуктивный разрез месторождения согласно описанию керна и материалам ГИС относится к терригенному типу и представлен: песчаниками и алевролитами, в различной степени заглинизированными и карбонатизированными, аргиллитами и глинами, а так же прослоями карбонатов и углей.

Аргиллиты и глины выделяются по максимальным показаниям ГК и ПС, минимальным показаниям бокового и нейтронного методов. Угли характеризуются высокими сопротивлениями и минимальными значениями НК и ГК. Карбонатизированные прослой имеют максимальные показания БК, НК и низкие показания ГК.

В разрезе месторождения R выделяются следующие пласты: БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>. Пласты БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> и БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> разделены тонкой глинистой перемычкой, но имеют схожие ФЕС.

**Выделение коллекторов** продуктивных отложений пластов проводилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых и косвенных качественных признаков и косвенных количественных критериев при отсутствии прямых качественных признаков.

К **прямым качественным признакам** выделения коллекторов относятся признаки проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, указывающие на проницаемость пластов и наличие в них подвижных флюидов:

– сужение диаметра скважины ( $d_{\text{СКВ ф}} < d_{\text{СКВ н}}$ ), связанное с образованием глинистых и шламовых корок, устанавливаемое по данным кавернометрии и микрокавернометрии;

– наличие положительных приращений на диаграммах микрозондов (МПЗ > МГЗ);

– радиальный градиент сопротивлений, фиксируемый зондами различного радиуса исследования БКЗ, БК и МБК, ИК, ВИКИЗ.

К **косвенным качественным признакам** относятся:

– отрицательная амплитуда потенциалов собственной поляризации ПС;

– низкие и минимальные показания на диаграммах гамма-метода ГК (при средних значениях на НК).

В основном в скважинах месторождения R коллекторы выделяются по прямым качественным и косвенным качественным признакам.

Для выделения коллекторов в случае отсутствия прямых качественных признаков используются количественные критерии «коллектор–неколлектор», граничные значения геофизических ( $\alpha$ ,  $\Delta J_{\text{ГК}}$  и др.) и петрофизических параметров (пористости, проницаемости и остаточной

водонасыщенности), которые устанавливаются статистическим и корреляционным способами на керне изучаемого месторождения.

С целью обоснования косвенных количественных критериев проведен дополнительно статистический анализ, суть которого заключается в построении кумулятивных распределений по выборкам коллекторов и неколлекторов геофизического параметра ( $\Delta J_{ГК}$ ). Формирование массивов коллекторов и неколлекторов происходило на основе прямых признаков выделения коллекторов и неколлекторов в скважинах с расширенным комплексом ГИС (КВ, МКЗ, МБК-БК) и по результатам опробования. По результатам сопоставления накопленных частот установлено граничное значение  $\Delta J_{ГК}$  для пород-коллекторов пластов БТ<sub>14-17</sub>, которое составляет в среднем 0,5 (рисунок 2.7). Диапазон неоднозначности  $\Delta J_{ГК}$  (область пересечения значений  $\Delta J_{ГК}$  по выборкам коллекторов и неколлекторов) составляет 0,3-0,65. Значение  $\Delta J_{ГК} = 0,3$  является абсолютной нижней границей, ниже которой отсутствуют прямые признаки коллекторов.

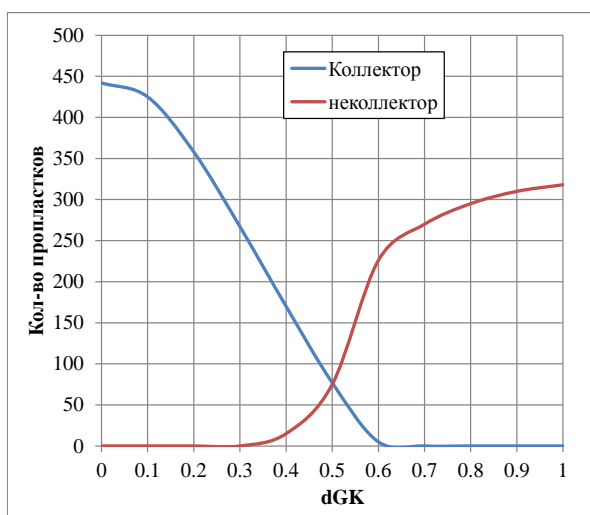


Рисунок 2.7 – Распределение накопленных частот значений  $\Delta J_{ГК}$  по коллекторам и неколлекторам пластов БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub>

С целью уточнения граничных значений ФЕС строились парные корреляционные связи типа «керна–керна», связывающие коэффициенты

эффективной пористости ( $K_{п.эф}$ ), динамической пористости ( $K_{п.дин}$ ), открытой пористости ( $K_{п}$ ), абсолютной проницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ). Граничные значения петрофизических параметров  $K_{п.эф}^{гр}$ ,  $K_{п}^{гр}$ ,  $K_{пр}^{гр}$ ,  $K_{во}^{гр}$  продуктивных коллекторов определялись по зависимостям  $K_{п.дин} - K_{п.эф}$ ,  $K_{п.дин} - K_{п}$ ,  $K_{п.дин} - K_{пр}$ ,  $K_{п.дин} - K_{во}$ , при  $K_{п.дин}=0$ . Полученные результаты уточнялись по другим зависимостям при  $K_{п.эф}^{гр}$ .

Коэффициенты эффективной пористости  $K_{п.эф}$  рассчитывались по формуле

$$K_{п.эф} = K_{п} (1 - K_{во}),$$

где  $K_{п}$  – коэффициент открытой пористости,

$K_{во}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности.

Коэффициенты динамической пористости ( $K_{п.дин}$ ) определялись выражением:

$$K_{п.дин} = K_{п} (1 - K_{во} - K_{но}),$$

где  $K_{но}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Коэффициент остаточной водонасыщенности на месторождении определялся методами центрифугирования ( $K_{во}^{ц}$ ) и капилляриметрии ( $K_{во}^{кап}$ ). Наиболее достоверными являются результаты, полученные при капилляриметрических исследованиях. Но эти определения, как правило, малочисленны и не позволяют получить устойчивые корреляционные связи для изучаемых отложений. Наиболее массовым методом определения коэффициента остаточной водонасыщенности является центрифугирование. Поэтому в практике петрофизических работ используется корреляционная зависимость, связывающая  $K_{во}^{кап}$ - $K_{во}^{ц}$ .

Одним из основных параметров при расчете граничных значений ФЕС «коллектор-неколлектор» является коэффициент остаточной нефтенасыщенности ( $K_{но}$ ).

На рисунках 2.8-2.19 представлены связи,  $K_{п.дин}$ - $K_{п.эф}$ ,  $K_{п.дин}$ - $K_{пр}$ ,  $K_{п.дин}$ - $K_{во}$ ,  $K_{п.дин}$ - $K_{п}$ ,  $K_{п.эф}$ - $K_{п}$ ,  $K_{п.эф}$ - $K_{пр}$ ,  $K_{п.эф}$ - $K_{во}$  для пластов БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub>.

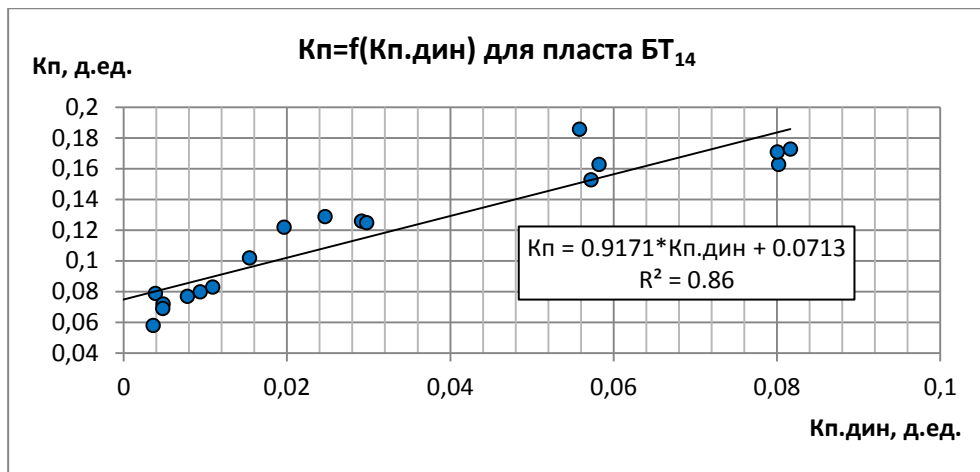


Рисунок 2.8 – Сопоставление динамической пористости с открытой пористостью для пласта БТ<sub>14</sub> месторождения Р

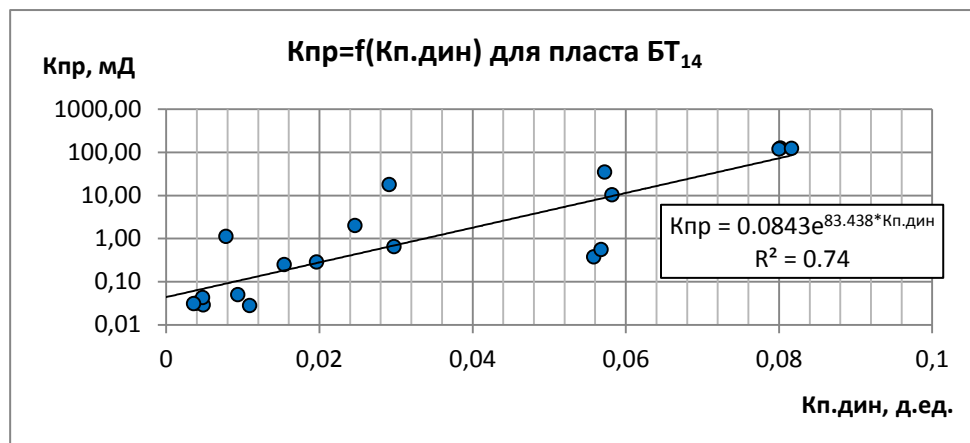


Рисунок 2.9 – Сопоставление динамической пористости с проницаемостью для пласта БТ<sub>14</sub> месторождения Р

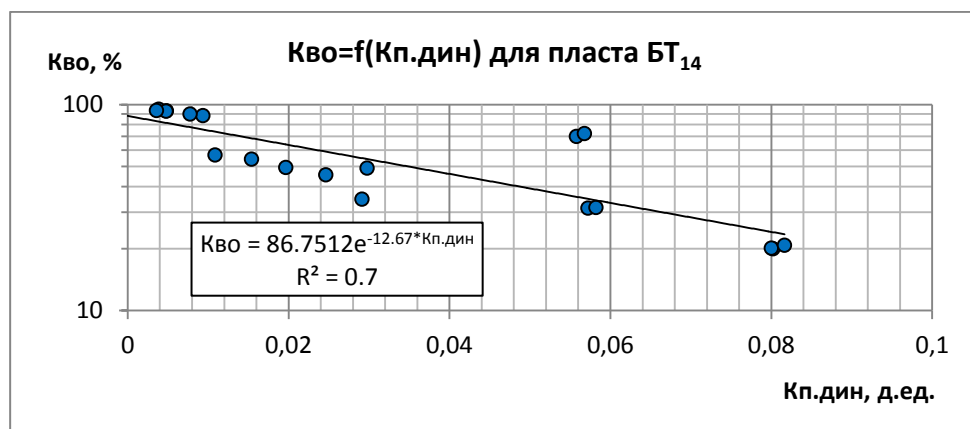


Рисунок 2.10 – Сопоставление динамической пористости с остаточной водонасыщенностью для пласта БТ<sub>14</sub> месторождения Р

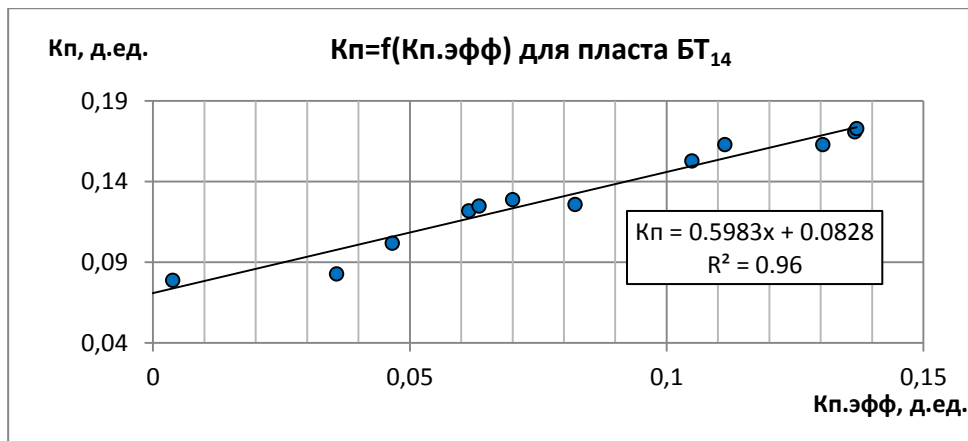


Рисунок 2.11 – Сопоставление эффективной пористости с открытой пористостью для пласта БТ<sub>14</sub> месторождения Р

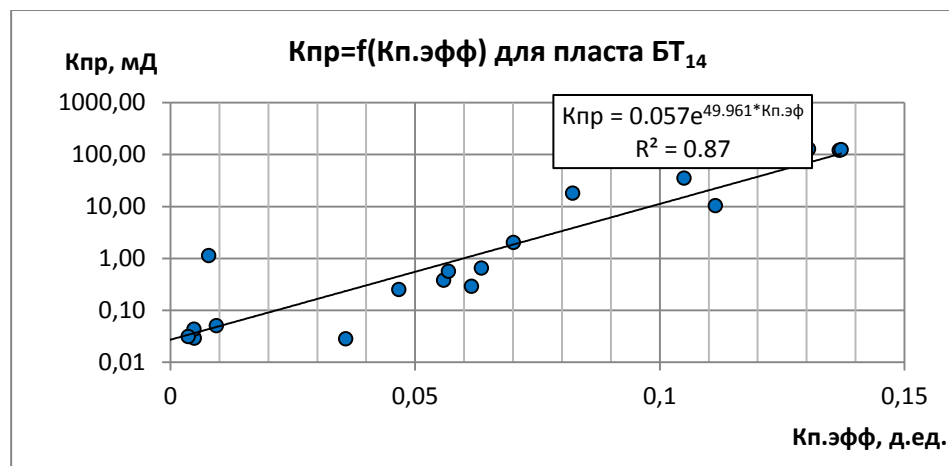


Рисунок 2.12 – Сопоставление эффективной пористости с проницаемостью для пласта БТ<sub>14</sub> месторождения Р

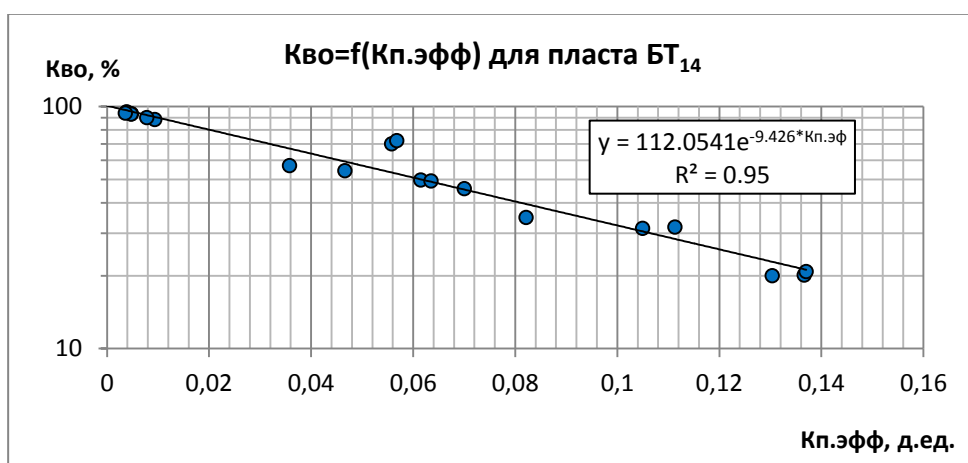


Рисунок 2.13 – Сопоставление эффективной пористости с остаточной водонасыщенностью для пласта БТ<sub>14</sub> месторождения Р



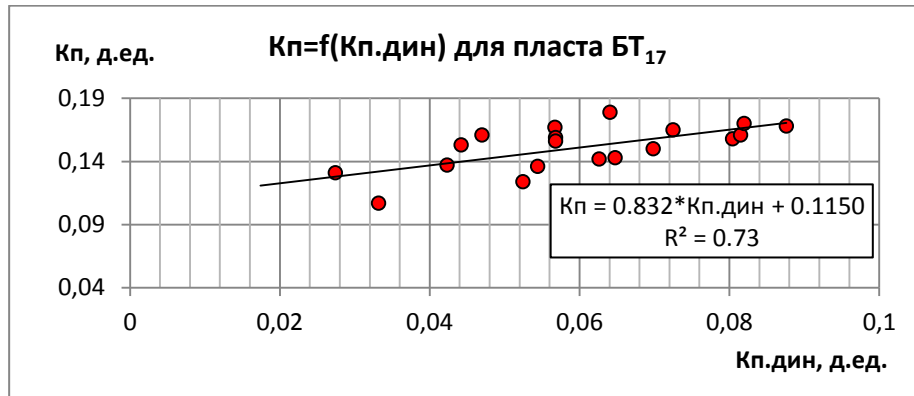


Рисунок 2.14 – Сопоставление динамической пористости с открытой пористостью для пластов группы БТ<sub>17</sub> месторождения Р

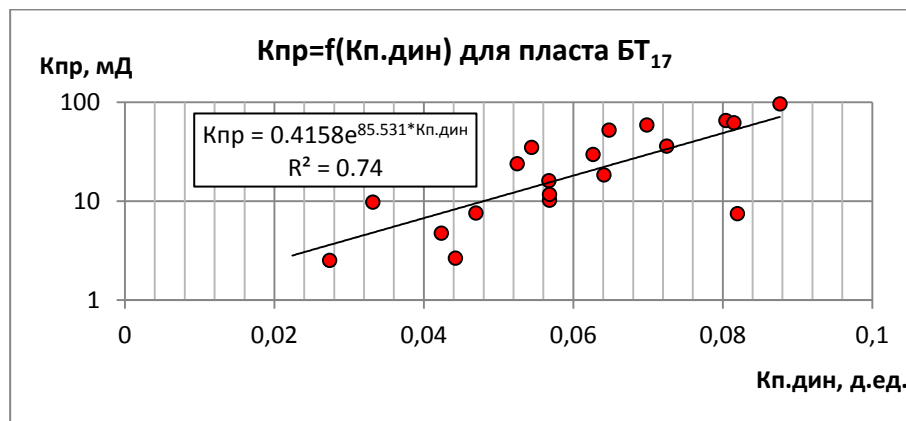


Рисунок 2.15 – Сопоставление динамической пористости с проницаемостью для пластов группы БТ<sub>17</sub> месторождения Р

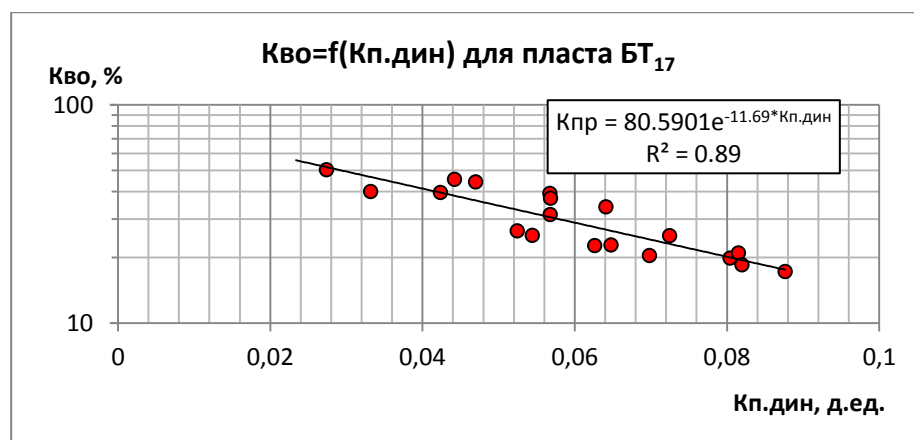


Рисунок 2.16 – Сопоставление динамической пористости с остаточной водонасыщенностью для пластов группы БТ<sub>17</sub> месторождения Р

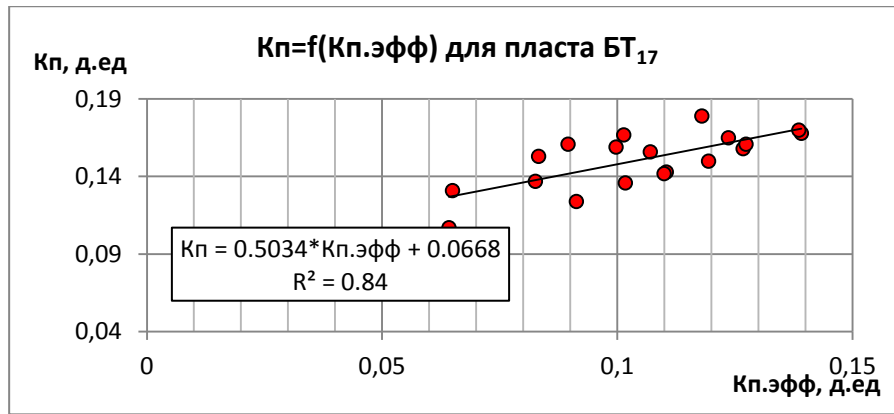


Рисунок 2.17 – Сопоставление эффективной пористости с открытой пористостью для пластов группы БТ<sub>17</sub> месторождения R

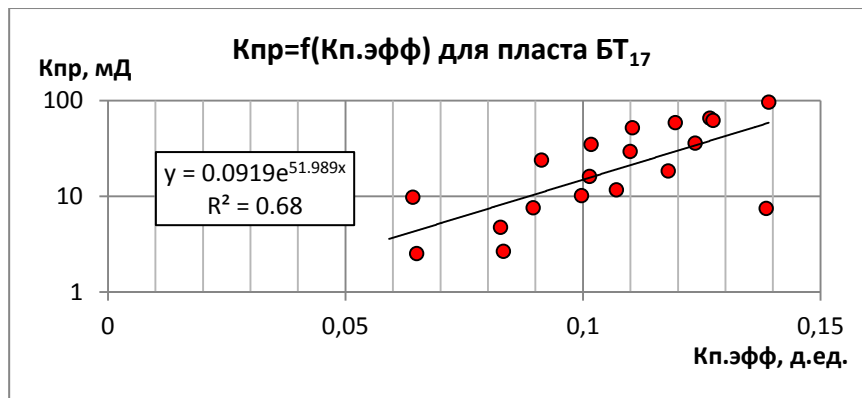


Рисунок 2.18 – Сопоставление эффективной пористости с проницаемостью для пластов группы БТ<sub>17</sub> месторождения R

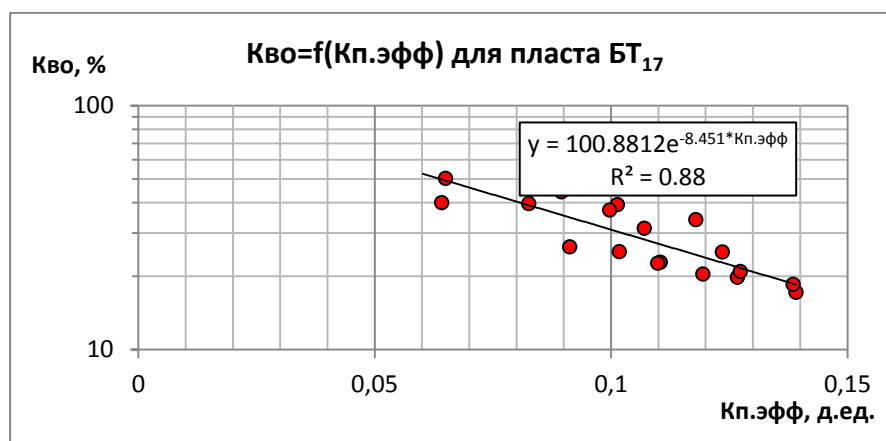


Рисунок 2.19 – Сопоставление эффективной пористости с остаточной водонасыщенностью для пластов группы БТ<sub>17</sub> месторождения R

Для пластов группы БТ<sub>17</sub> вышеприведенные связи «кern-кern» построены совместно, т. к. пласт БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> в основном представлен неколлекторами и определений  $K_{во}$  на керне недостаточно для построения самостоятельных зависимостей.

Ниже, в таблице 2.5 приведены принятые граничные значения петрофизических параметров для пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub>.

Таблица 2.5

Принятые граничные значения петрофизических параметров пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub> месторождения R

Пласт	$K_{п}^{ГР}$ , %	$K_{пр}^{ГР}$ , мД	$K_{во}^{ГР}$ %	Насыщение
БТ <sub>14</sub>	7	8	86,7	Нефть
	8	6	-	Газ
БТ <sub>17</sub>	12	42	80,6	Нефть
	8	9	-	газ

### 2.5.3 Определение характера насыщения коллекторов

Основную информацию о характере насыщенности коллекторов несет удельное электрическое сопротивление пласта ( $\rho_{п}$ ). Стандартным методом определения характера насыщенности коллекторов при интерпретации ГИС в условиях месторождений Западной Сибири является разделение их на два класса (нефтегазонасыщенный и водонасыщенный) на основе некоторого заранее принятого критического значения удельного сопротивления ( $\rho_{пкр}$ ).

Алгоритм оценки характера насыщенности пласта устанавливается по сопоставлению данных ГИС с поинтервальными испытаниями скважин и последующем определении критической величины  $\rho_{пкр}$ , характерной для исследуемого типа коллектора. Коллектора с различными ФЕС имеют различные критические сопротивления. В связи с этим оценка характера насыщенности выполняется на основе сопоставления, как исходных геофизических параметров, так и рассчитанных по ГИС значений петрофизических свойств коллекторов.

В качестве исходной информации были использованы данные по скважинам месторождения R с испытаниями, при которых получены газ, нефть и вода.

На рисунке 2.20 приводится сопоставление  $\rho_{п}-\Delta J_{ГК}$  для пластов БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub> по испытанным продуктивным и водоносным пластам. К продуктивным отнесены коллекторы с  $\rho_{п}$  больше 21.2 Ом·м .

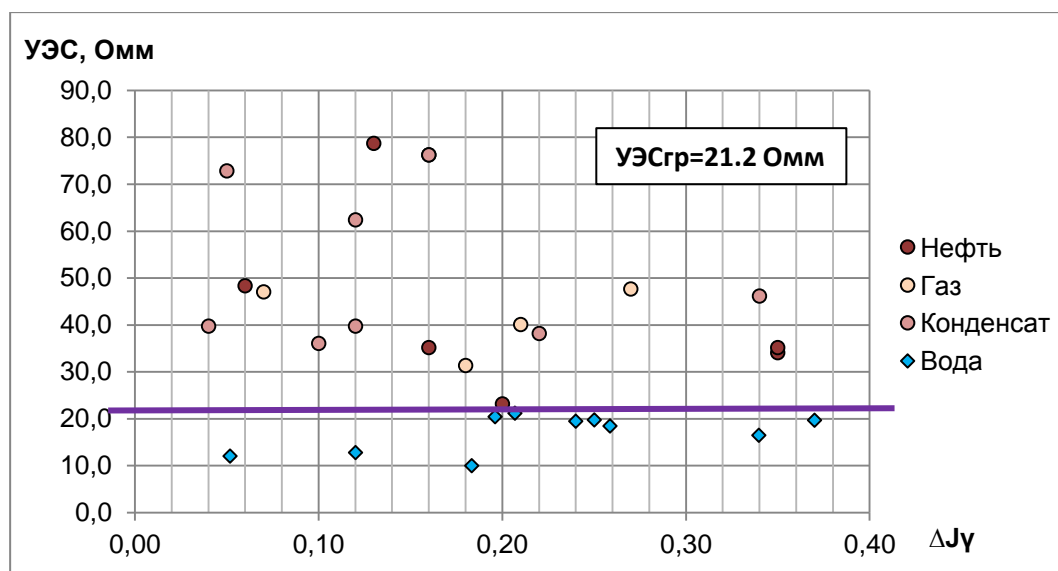


Рисунок 2.20 – Сопоставление удельного электрического сопротивления с двойным разностным параметром ГК по пластам БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub>

#### 2.5.4 Определение коэффициента пористости

В скважинах месторождения R выполнены методы ГИС для определения пористости: акустический метод (АК), гамма-гамма-плотностной метод (ГГК–П). По методу ПС можно оценить коэффициент пористости приближенно, так как кривая ПС в скважинах имеет большую погрешность, это связано с пресными водами и бурением скважин на пресных растворах, а также с микро- и макрослоистостью отдельных участков разреза месторождения.

##### *Метод ГГК-П*

Наиболее точный метод определения пористости – ГГК-П. Определение коэффициента пористости по методу ГГК-П проводилось по формуле

$$K_n = \frac{\delta_m - \delta_{об}^{cm}}{\delta_m - \delta_{жс}}$$

где  $\delta_m$  – минералогическая плотность, для пласта БТ<sub>14</sub>  $\delta_m$  принята равной 2,68 г/см<sup>3</sup>, для пластов БТ<sub>17</sub> – 2,66 г/см<sup>3</sup>,  $\delta_{жс} \approx 1$  г/см<sup>3</sup> – плотность флюида, заполняющего поровое пространство породы в радиусе исследования метода ГГК-П.

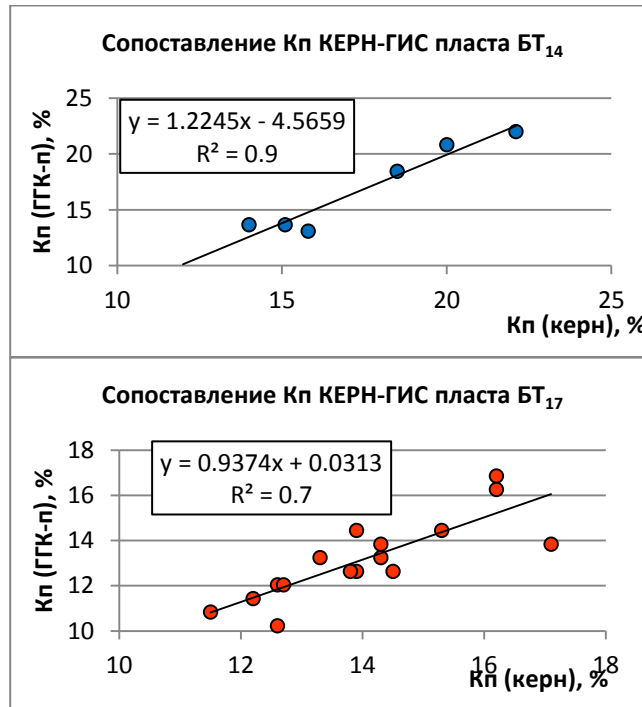


Рисунок 2.21 – Сопоставление пористости по ГИС с пористостью по керну для пластов БТ<sub>14</sub> (слева), БТ<sub>17</sub> (справа) месторождения R

### Метод АК

Наиболее простой (линейный) вид имеет так называемое уравнение среднего времени (с учетом К<sub>гл</sub>):

$$K_{п.ак} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} - K_{гл} * \frac{\Delta t_{гл} - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}}$$

где  $\Delta t_{ск}$  – интервальное время продольной волны в непористой моно- или поликристаллической породе,  $\Delta t_{ж}$  - интервальное время продольной

волны в жидкости,  $\Delta t_{гл}$  - интервальное время продольной волны в неколекторе.

Как видно из уравнения, результаты определения  $K_p$  значительно зависят от достоверности параметров  $\Delta t_{ск}$  и  $\Delta t_{ж}$ .

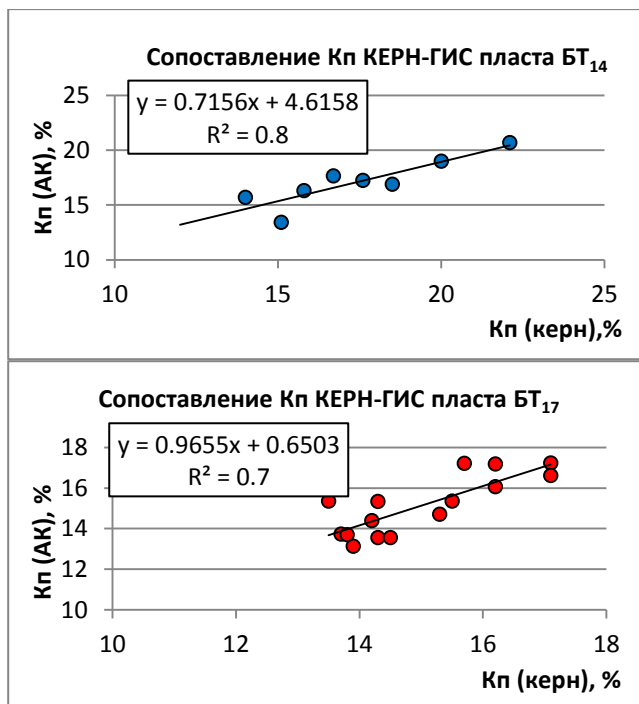


Рисунок 2.22 – Сопоставление пористости по ГИС с пористостью по керну для пластов БТ<sub>14</sub> (слева), БТ<sub>17</sub> (справа) месторождения R

### 2.5.5 Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Петрофизической основой для определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов по данным ГИС являются зависимости между параметром пористости ( $P_{п} = \rho_{вп} / \rho_{в}$ ) и коэффициентом пористости ( $K_{п}$ ), а также параметром нефтегазонасыщенности ( $P_{н} = \rho_{нп} / \rho_{вп}$ ) и коэффициентом водонасыщенности ( $K_{в}$ ), где  $\rho_{нп}$ ,  $\rho_{вп}$ ,  $\rho_{в}$  – удельное сопротивление, соответственно, нефтегазонасыщенной породы, полностью водонасыщенной породы и насыщающей породу пластовой воды.

Связи  $P_{п} = f(K_{п})$  и  $P_{н} = f(K_{н})$  получены на образцах керна месторождения R по измерениям удельных электрических сопротивлений (УЭС) при 100%-ном водонасыщенности  $\rho_{вп}$  и при текущей  $\rho_{нп}$ , и соответствующим им значениям  $K_{в}$  и  $K_{п}$ .

Построенные по результатам лабораторных исследований керна зависимости  $P_{п} = f(K_{п})$  и  $P_{н} = f(K_{н})$  приведены на рисунках 2.23-2.24. Зависимости  $P_{п} = f(K_{п})$  построены при пластовых условиях.

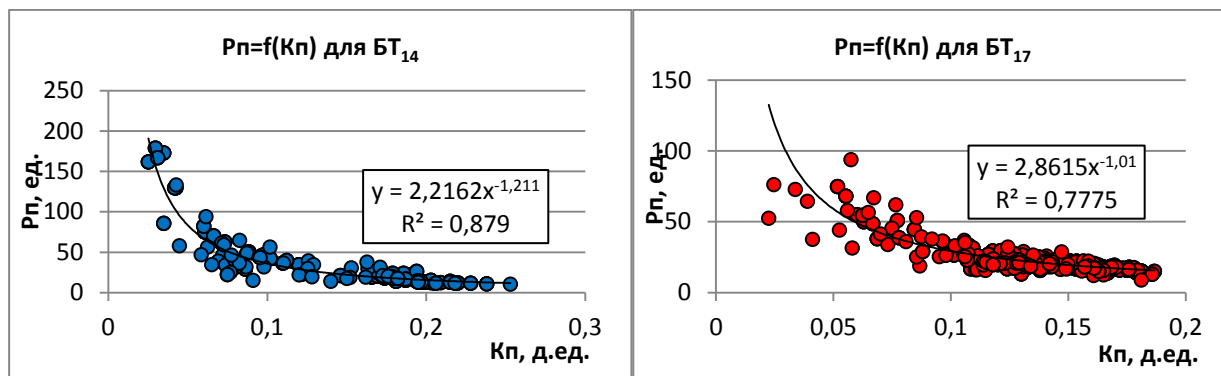


Рисунок 2.23 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для пластов БТ<sub>14</sub> (слева), БТ<sub>17</sub> (справа) месторождения Р

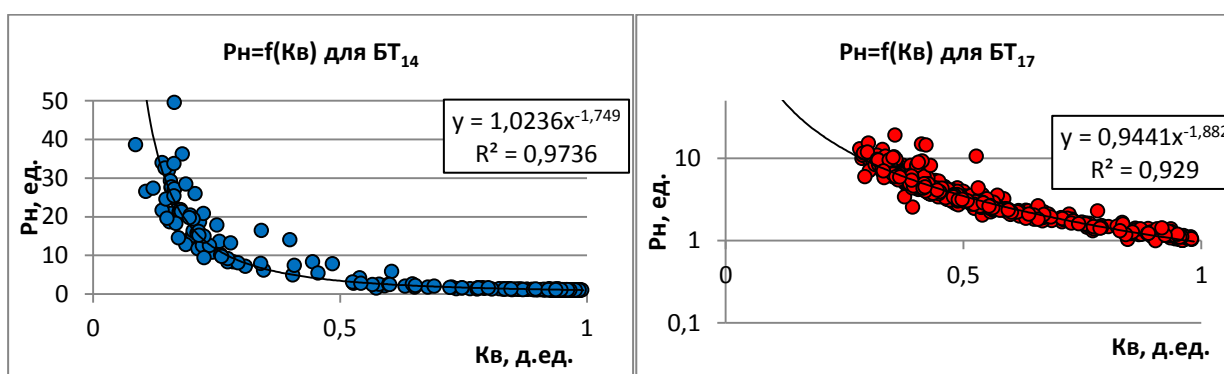


Рисунок 2.24 – Зависимость параметра нефтегазонасыщенности от коэффициента водонасыщенности для пластов БТ<sub>14</sub> (слева), БТ<sub>17</sub> (справа) месторождения Р

Зависимости, полученные выше, использовались для определения  $K_{в}$  по значениям  $\rho_{п}$ ,  $K_{п}$  и  $\rho_{в}$ . По полученным значениям  $K_{в}$  рассчитывался коэффициент нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ) по формуле:  $K_{нг} = 1 - K_{в}$ .

Удельные сопротивления пластовой воды ( $\rho_{в}$ ) приняты в соответствии с пластовой минерализацией и температурой:

пласт БТ<sub>14</sub>:  $\rho_{в} = 0,34$  Ом·м, ( $M = 7$  г/л,  $t = 80^{\circ}\text{C}$ );

пласты БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> и БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>:  $\rho_{в} = 0,32$  Ом·м, ( $M = 7$  г/л,  $t = 85^{\circ}\text{C}$ ).

Коэффициенты нефтегазонасыщенности:

$$\text{Пласт БТ14: } K_{\text{нг}} = 1 - \left( \frac{\rho_{\text{нп}}}{1,0236 * \rho_{\text{в}} * 2,2162 * K_{\text{п}}^{-1,211}} \right)^{-1,749}$$

$$\text{Пласт БТ17: } K_{\text{нг}} = 1 - \left( \frac{\rho_{\text{нп}}}{0,9441 * \rho_{\text{в}} * 2,8615 * K_{\text{п}}^{-1,01}} \right)^{-1,882}$$

### 2.5.6 Определение коэффициента проницаемости

Коэффициент проницаемости горных пород не является подсчетным параметром. Но эти данные необходимы в качестве первого приближения для гидродинамического моделирования. Сведения о проницаемости коллекторов, распределении ее по площади и высоте залежи дают возможность создать фильтрационную модель, количественно охарактеризовать неоднородность залежей, а также обосновать коэффициент нефте- и газоотдачи (КИН и КИГ).

Месторождение R характеризуется большой литолого-фациальной неоднородностью, установленной по данным исследования керна, которая, особенно, сказывается при построении связей проницаемости ( $K_{\text{пр}}$ ) от пористости ( $K_{\text{п}}$ ) (рисунок 2.26).

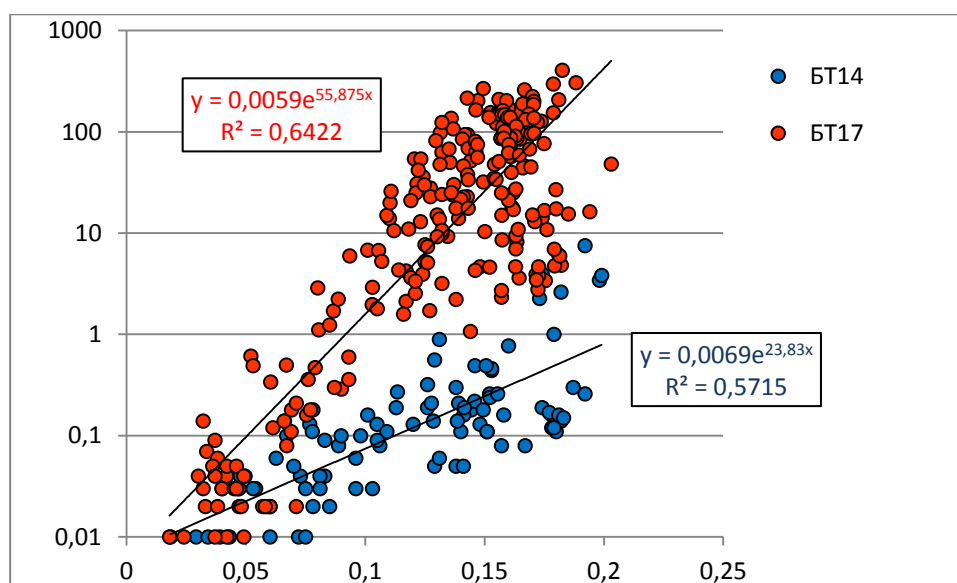


Рисунок 2.26 – График зависимости коэффициента пористости и коэффициента проницаемости по керну месторождения R



Как видно на графике, отчетливо выделяются два продуктивных пласта БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub>. Для них получены два уравнения для подсчета проницаемости, которые недостаточно хорошо коррелируются с коэффициентом пористости.

Существует много моделей проницаемости, учитывающих такие характеристики горных пород, как средний размер зерен, радиус фильтрационных каналов, остаточную водонасыщенность и т.д.

С учетом имеющихся данных для месторождения R одним из наиболее подходящих моделей оценки проницаемости является уравнение Тимура. Это связано с тем, что ФЕС пород, определенные на керне, представляют всю необходимую информацию для настройки модели (пористость, проницаемость, водоудерживающая способность).

После настройки модели Тимура по фактическим данным было получено уравнение для проницаемости:

$$K_{\text{пр}} = 3 * \frac{K_{\text{п}}^{1,8}}{K_{\text{во}}^{4,5}}$$

### **2.5.7 Капиллярная модель**

Капиллярная модель месторождения необходима для дальнейшего ее учета для построения кубов насыщения в геологической модели.

Исходными данными являются лабораторные исследования керна, а именно данные: о глубине, о пористости и проницаемости интервалов отбора, о водонасыщенности и остаточной водонасыщенности образцов, о капиллярных давлениях. Так же использовались данные РИГИС.

Капиллярная модель насыщения представляет собой выражение коэффициента водонасыщенности над зеркалом чистой воды (ЗЧВ) и ФЕС коллекторов.

По каждому из продуктивных пластов выведены зависимости капиллярного давления от высоты над ЗЧВ, J-функции от капиллярного давления и ФЕС, водонасыщенности от J-функции и остаточной водонасыщенности от коэффициента проницаемости:

$$\text{БТ}_{14} (\text{ГКН}): P_c = 0,19 * (h_{3\text{чВ}} - 3075), \text{ МПа}$$

$$J = \frac{P_c}{26} * \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{п}}}}, \text{ д.ед.}$$

$$S_{\text{внорм}} = (-0,127) * \ln(J) + 0,3018, \text{ д.ед.}$$

$$S_{\text{wcr}} = (-5,391) * \ln(K_{\text{пр}}) + 58,559, \text{ д.ед.}$$

$$S_w = S_{\text{внорм}} * (1 - S_{\text{wcr}}) + S_{\text{wcr}}, \text{ д.ед.}$$

$$\text{БТ}_{14} (\text{ГШ}): P_c = 0,809 * (h_{3\text{чВ}} - 3051), \text{ МПа}$$

$$J = \frac{P_c}{50} * \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{п}}}}, \text{ д.ед.}$$

$$S_{\text{внорм}} = (-0,127) * \ln(J) + 0,3018, \text{ д.ед.}$$

$$S_{\text{wcr}} = (-5,391) * \ln(K_{\text{пр}}) + 58,559, \text{ д.ед.}$$

$$S_w = S_{\text{внорм}} * (1 - S_{\text{wcr}}) + S_{\text{wcr}}, \text{ д.ед.}$$

$$\text{БТ}_{17} (\text{ГК}): P_c = 0,809 * (h_{3\text{чВ}} - 3285), \text{ МПа}$$

$$J = \frac{P_c}{50} * \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{п}}}}, \text{ д.ед.}$$

$$S_{\text{внорм}} = (-0,186) * \ln(J) + 0,0961, \text{ д.ед.}$$

$$S_{\text{wcr}} = (-3,262) * \ln(K_{\text{пр}}) + 37,054, \text{ д.ед.}$$

$$S_w = S_{\text{внорм}} * (1 - S_{\text{wcr}}) + S_{\text{wcr}}, \text{ д.ед.}$$

$$\text{БТ}_{17} (\text{Н}): P_c = 0,19 * (h_{3\text{чВ}} - 3298), \text{ МПа}$$

$$J = \frac{P_c}{26} * \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{п}}}}, \text{ д.ед.}$$

$$S_{\text{внорм}} = (-0,188) * \ln(J) + 0,0631, \text{ д.ед.}$$

$$S_{\text{wcr}} = (-6,597) * \ln(K_{\text{пр}}) + 55,854, \text{ д.ед.}$$

$$S_w = S_{\text{внорм}} * (1 - S_{\text{wcr}}) + S_{\text{wcr}}, \text{ д.ед.}$$

где  $P_c$  - капиллярное давление (МПа),  $J$  – функция Баклея-Левретта,  $S_w$  – водонасыщенность (д.ед.),  $S_{wнорм}$  – нормированная водонасыщенность (д.ед.),  $S_{wcr}$  – остаточная водонасыщенность (д.ед.).

## ГЛАВА 3 ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 3.1 Исходные данные

Основной задачей построения трехмерной геологической модели является создание наиболее репрезентативных представлений о месторождении с помощью инструмента 3D моделирования, для целей достоверной оценки подсчетных параметров, начальных геологических запасов и гидродинамических расчетов.

Геологическая модель месторождения R построена в программном комплексе Petrel компании Schlumberger на основании детальной обработки, интерпретации и комплексного анализа всей имеющейся геолого-геофизической, гидродинамической и промысловой информации.

Продуктивными пластами месторождения R являются нижнемеловые отложения по результатам бурения, ГИС и опробования.

Процесс трехмерного геологического моделирования можно представить в виде следующей схемы:

1. Сбор, анализ и контроль качества исходных данных, подготовка и загрузка их в модель;
2. Структурное моделирование;
3. Анализ положения контактов флюидов и их изменений по площади, построение карт контактов для каждого продуктивного пласта;
4. Создание трехмерной геологической сетки;
5. Осреднение скважинных данных на сетку;
6. Моделирование литологии;
7. Моделирование пористости;
8. Моделирование проницаемости;
9. Моделирование насыщенности;
10. Оценка качества модели;
11. Подсчет запасов.

В качестве исходных данных для загрузки в проект геологической модели использованы следующие данные:

- Координаты устьев и альтитуды скважин;
- Данные инклинометрии скважин;
- Результаты интерпретации данных ГИС (РИГИС);
- Отбивки пластов;
- Результаты испытаний и опробований пластов;
- Карты поверхностей ВНК, ГНК, ГВК;
- Структурные карты ОГ, построенные по результатам интерпретации данных 3D сейсморазведки.

На рисунке 3.1 показана схема расположения скважин, использовавшихся при создании ГМ.

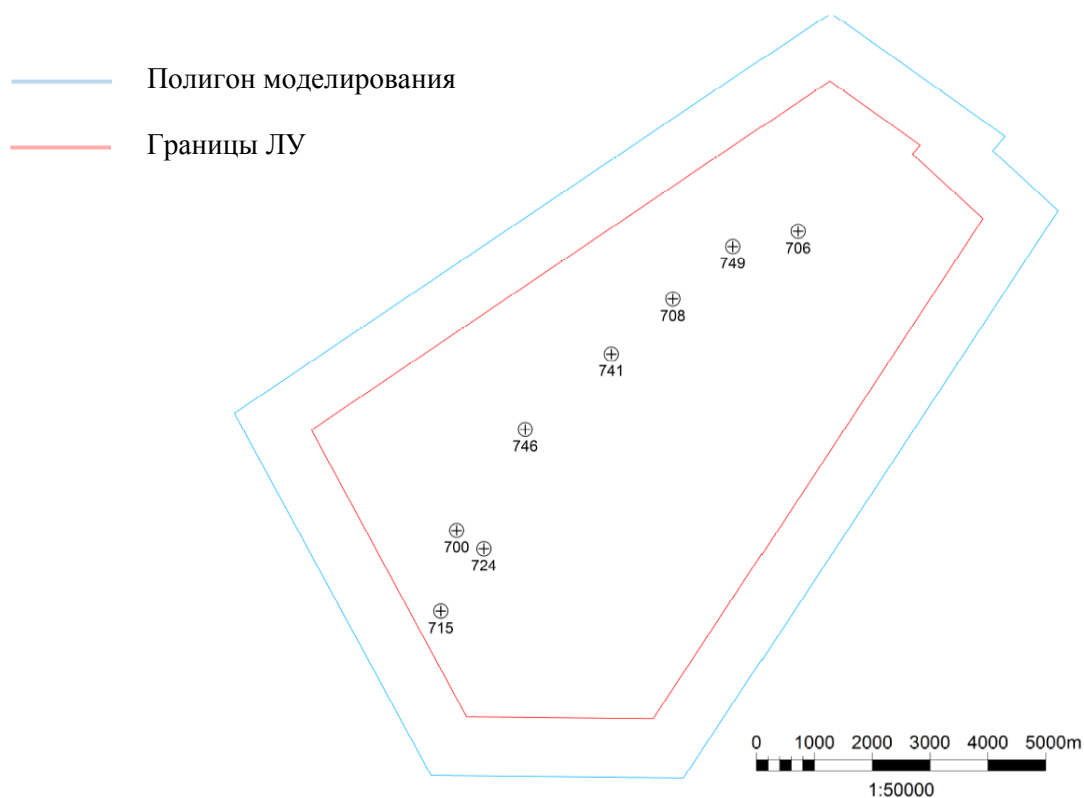


Рисунок 0.1 – Схема расположения скважин

### 3.2 Концептуальная модель пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> месторождения R

Ключевым этапом для понимания структуры и распределения запасов по площади, формирования общих представлений о моделируемом объекте является построение концептуальной модели. Имея представление о региональных обстановках осадконакопления можно будет сделать вывод о распространении свойств по участку моделирования.

Формирование неокомских отложений в пределах Западной Сибири, в том числе пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> и БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> месторождения R, происходило в сложных условиях прибрежного и мелководно-морского осадконакопления, что определило литологическую неоднородность разреза. Согласно «Литолого-палеогеографической карты Западно-Сибирской равнины. Меловой период (берриасский и ранневаланжинский века)» под редакцией И.И.Нестерова, 1974г., район исследования относится к мелководной части шельфа (Рис. 3.2).

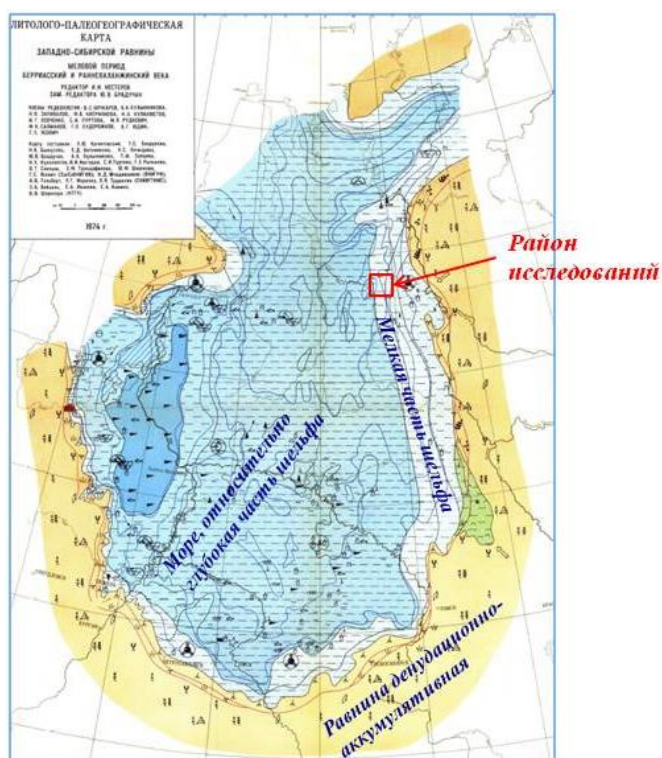


Рисунок 0.2 – Литолого-палеогеографическая карта Западно-Сибирской равнины. Меловой период, берриасский и ранневаланжинский века (под редакцией Нестерова И.И., 1974г.)

В рамках проведения лито-фациального анализа продуктивных пластов БТ<sub>14</sub>, и БТ<sub>17</sub> (мегионская свита) на основе данных бурения, керна и ГИС, на основе изучения кернового материала по 8 скважинам были выделены литологические типы отложений - литотипы, являющиеся элементарными осадочными единицами, со специфичным комплексом признаков, служащими для описания, сравнения и расчленения осадочного разреза. Анализ литотипов помог систематизировать керновый материал по фаціальным признакам с выделением основных обстановок осадконакопления. Седиментологический анализ позволил установить генезис отложений пластов БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub> мегионской свиты.

Формирование пласта БТ<sub>14</sub> происходило в мелководно-морских и прибрежных условиях. Отложения пласта БТ<sub>14</sub> представлены биотурбированными песчаниками с прослоями мелкокосослоистых песчаников с волновой рябью, свидетельствующей об их накоплении в морских условиях в пределах дистальной части нижней зоны подводного берегового склона.

Образование пород пласта происходило в период регрессии моря, но носило циклический характер. Цикличность обусловлена чередованием коротких фаз трансгрессии, в течение которых происходило отложение глинистых осадков и фаз регрессии, с которыми связано образование песчаников пласта. Основные аккумулятивные формы - береговые бары и береговые песчаные гряды.

Формирование пласта БТ<sub>17</sub> происходило в процессе проградации морской дельты приливно-отливного типа в глубоководный морской бассейн. Это подтверждается наличием в алеврито-песчаных и глинистых отложениях пласта БТ<sub>17</sub> ритмичной слоистости, развитием преимущественно однонаправленной косой слоистости в песчаниках. В центральной части исследуемой площади существовали приливно-отливные песчаные баровые тела, сформированные миграцией распределительных русел. Далее на запад отложения пласта глинизируются и переходят в ритмично-слоистые



глинисто-алевритовые отложения продельтового склона. Концептуальное представление о выделенных обстановках осадконакопления показано на рис. 3.3.

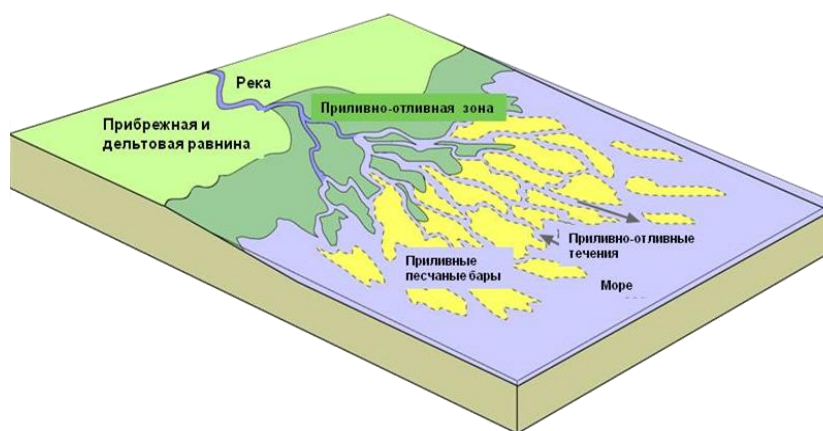


Рисунок 0.3 – Концептуальная схема условий осадконакопления

В таблице 3.1 представлены обобщенные сведения о размере осадочных тел и коллекторских свойствах отложений, сформировавшихся в выделенных обстановках осадконакопления.

Таблица 3.1

Общее описание отложений для различных обстановок осадконакопления

Обстановка	Коллекторские свойства отложений	Однородность отложений	Размер осадочных тел
Мелководно-морские	Хорошие у отложений, приуроченных к песчаным грядам и барам	Хорошая	Значительная протяженность, тела ориентированы вдоль береговой линии
Дельта приливо-отливного типа	Средние	Большая неоднородность по латерали	Небольшие линзовидные радиально ориентированные приливные песчаные гряды

Так, основными особенностями при построении ГМ будут значительная протяженность, а также расчлененность отложений по латерали.

На основании данных ВСП (Прил. 3.1) было также установлено, что рассматриваемые пласты не осложнены разломами, следовательно, структурно-тектонический анализ не проводился.

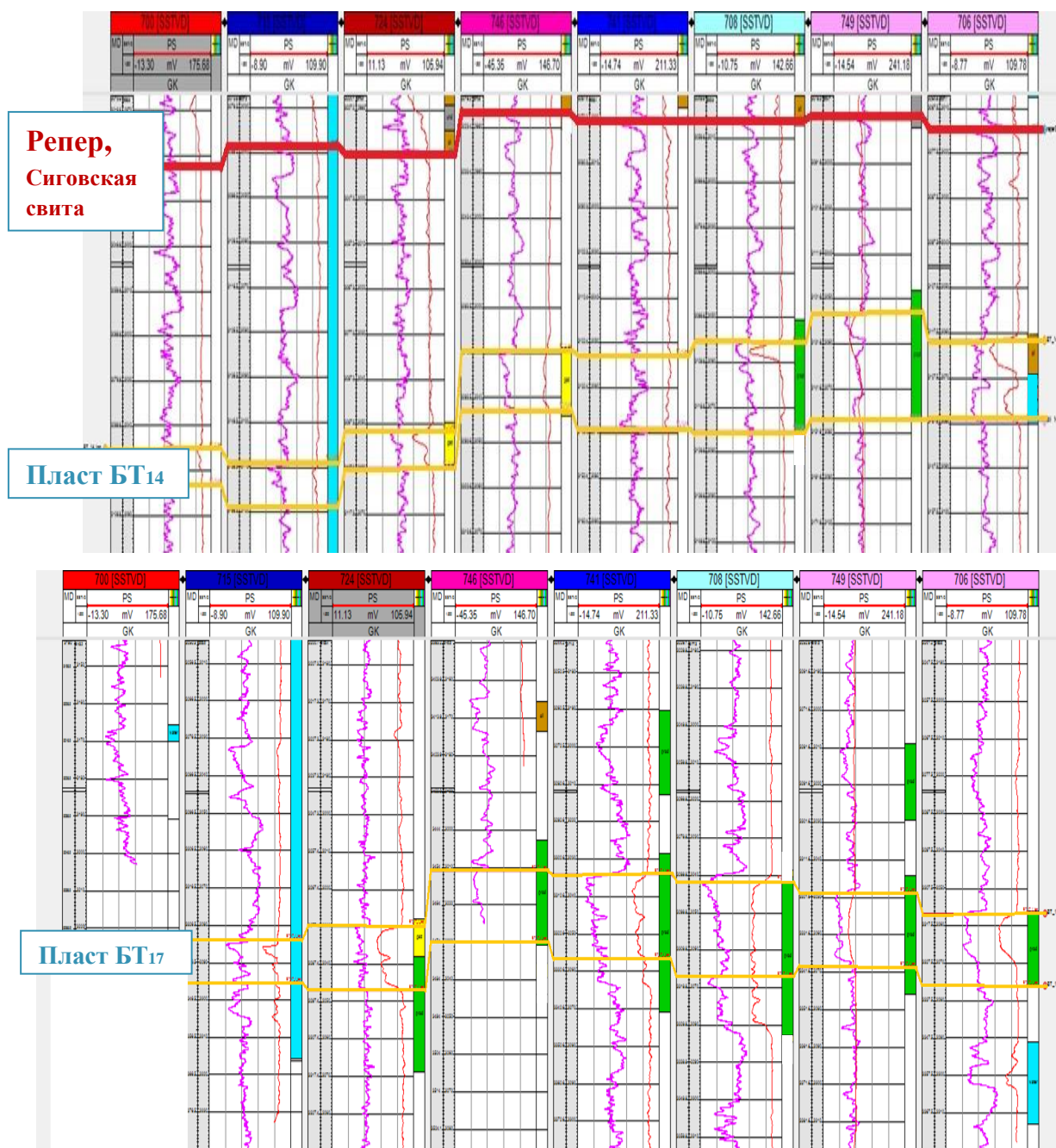


Рисунок 0.4 – Схема корреляции

### 3.3. Структурная модель пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

В качестве исходной информации для структурного моделирования использовались абсолютные отметки стратиграфической кровли и подошвы, полученные в результате корреляции скважин, выделенные по результатам интерпретации материалов ГИС. В качестве основы при построении структурного каркаса использовались результаты работ по интерпретации данных 3D сейсморазведки, а именно структурные карты по ОГ:

- для пласта БТ<sub>14</sub> использовался ОГ, совпадающий с кровлей пласта БТ<sub>14</sub>;
- для пластов БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> и БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> использовался ОГ, совпадающий с кровлей пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>.

Структурные поверхности по стратиграфической кровле и подошве продуктивных пластов строились методом схождения от трендовой сейсмической поверхности – структурной карты по ОГ. В качестве основы использовались толщины (Isochores) и опорный каркас, построенный по отражающим горизонтам. Принципиальная схема структурных построений приведена на рисунке 3.5.

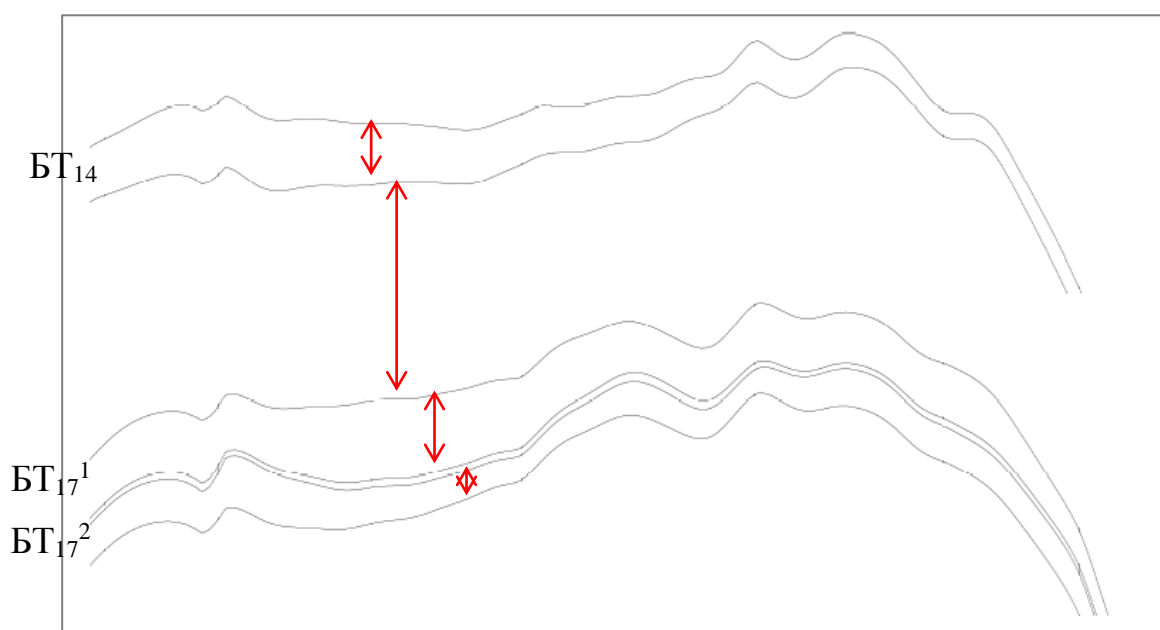


Рисунок 0.5 – Принципиальная схема структурных построений в интервале пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

При структурном моделировании были учтены все скважины, добуренные до соответствующих горизонтов.

Полученные структурные поверхности, а также геологический разрез в направлении С-Ю / З-В по линии скважин в интервале пластов БТ<sub>14</sub> – БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> представлены на рисунках 3.6-3.9.



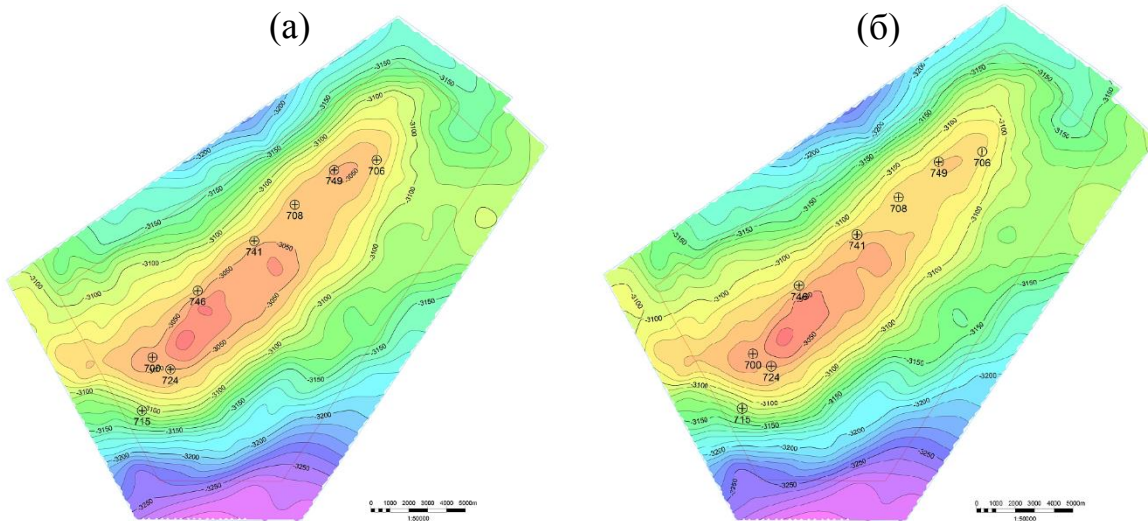


Рисунок 0.6 – Структурная карта кровли (а) и подошвы (б) пласта БТ<sub>14</sub>

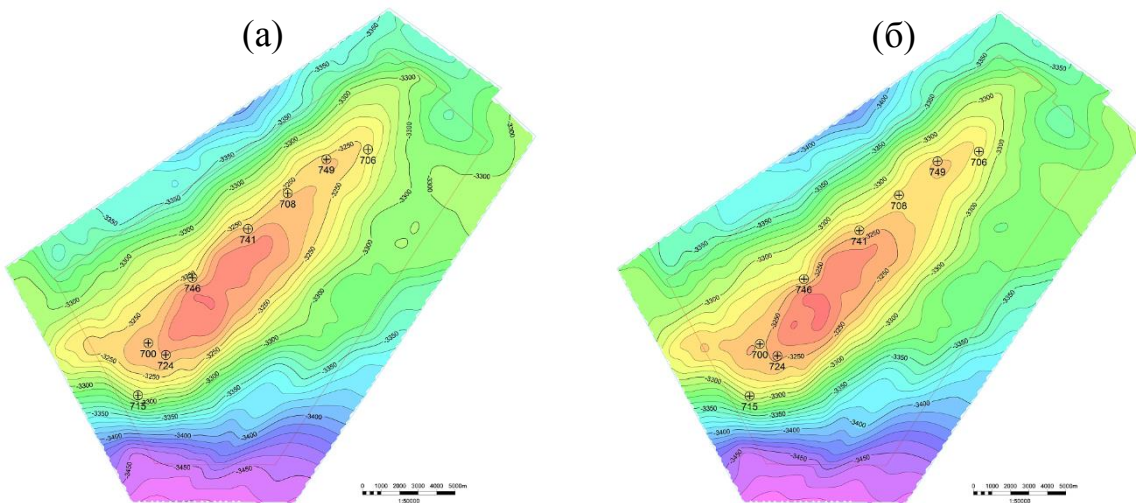


Рисунок 0.7 – Структурная карта кровли (а) и подошвы (б) пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>

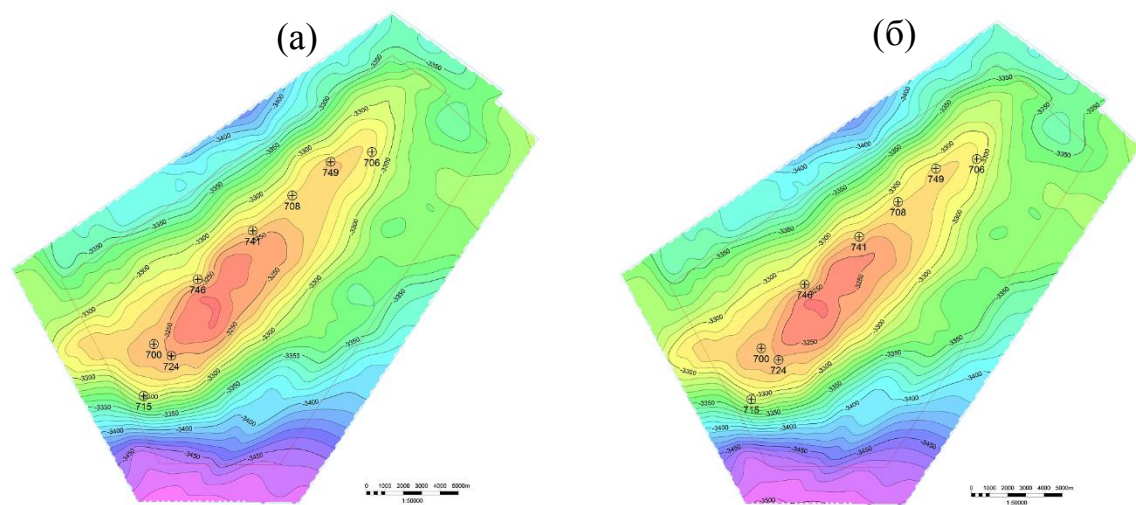


Рисунок 0.8 – Структурная карта кровли (а) и подошвы (б) пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

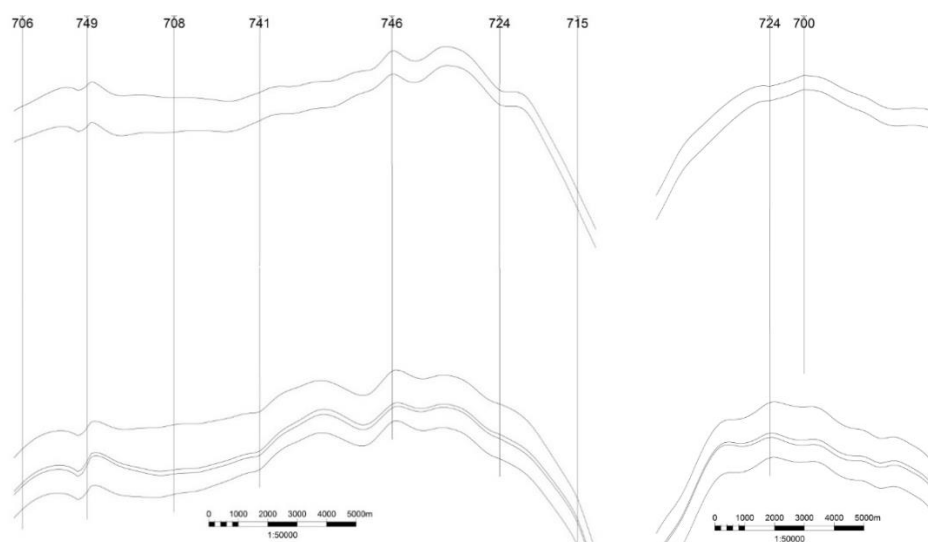


Рисунок 0.9 – Геологический разрез по линии скважин в направлении С-Ю  
(а), 3-В (б)

Все полученные поверхности согласованы друг с другом, а также согласованы со скважинными данными. Невязки при интерполяции цифровых структурных поверхностей со значениями абсолютных отметок в контрольных точках не превышают допустимых значений ( $\pm 0,2$  м). Структурный каркас представлен на рисунке 3.10.

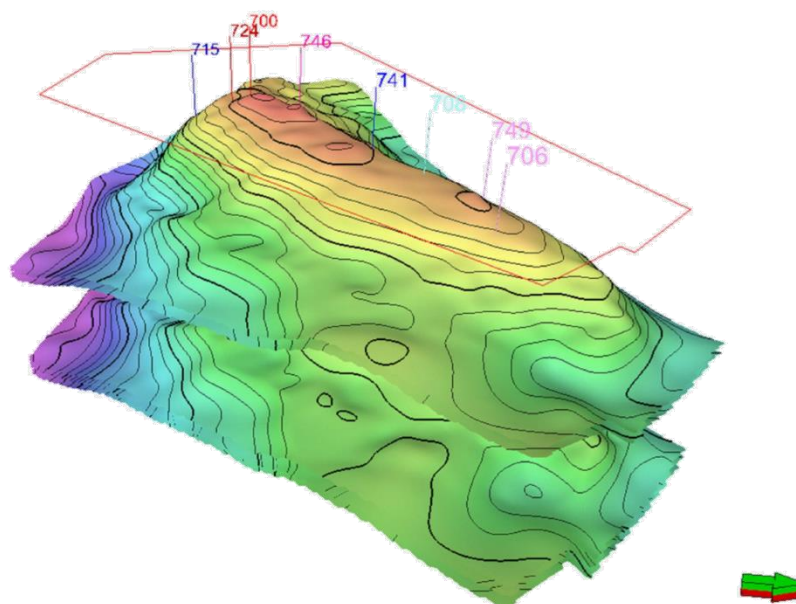


Рисунок 0.10 – Структурная модель в интервале пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

Ниже приведены результаты оценки качества структурных построений.

По результатам данной оценки был сделан вывод о том, что полученный структурный каркас построен корректно и пригоден для

дальнейшего использования в качестве основы для создания трехмерной геологической сетки.

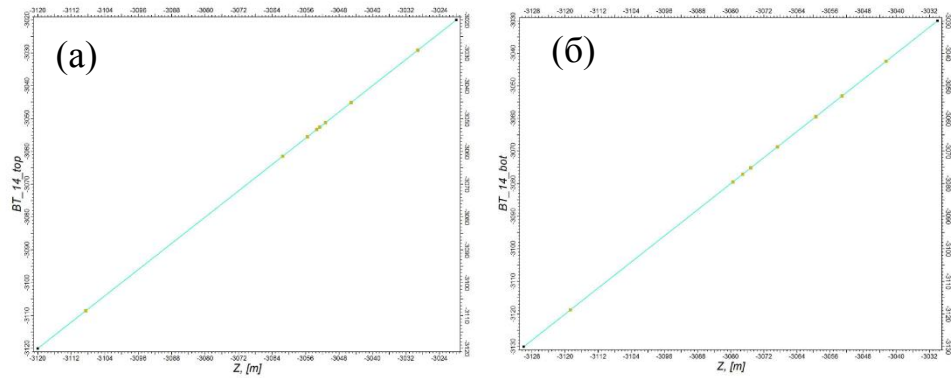


Рисунок 0.11 – График сопоставления а.о. кровли (а) и подошвы (б) пласта БТ<sub>14</sub>, определенных по результатам детальной стратиграфической корреляции и на структурных поверхностях в точках пластопересечения

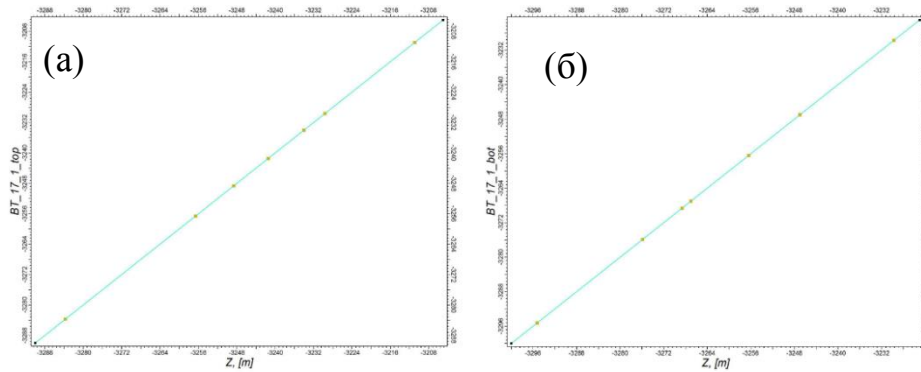


Рисунок 0.12 – График сопоставления а.о. кровли (а) и подошвы (б) пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, определенных по результатам детальной стратиграфической корреляции и на структурных поверхностях в точках пластопересечения

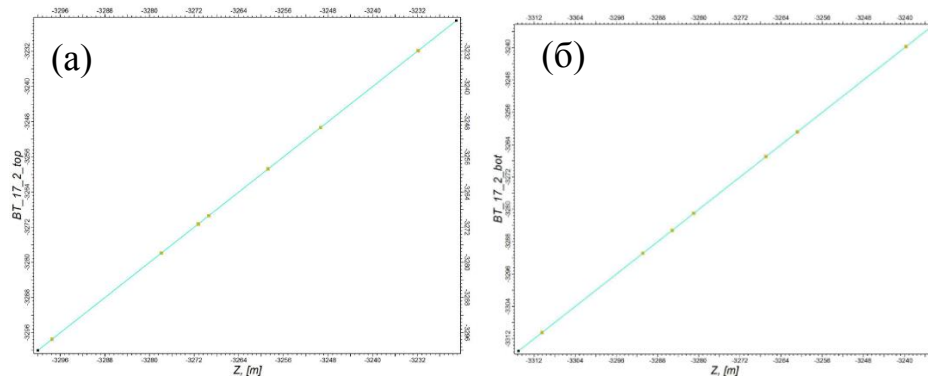


Рисунок 0.13 – График сопоставления а.о. кровли (а) и подошвы (б) пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>, определенных по результатам детальной стратиграфической корреляции и на структурных поверхностях в точках пластопересечения

Так же в рамках этапа структурных построений были заданы полигоны границ зон глинизации (Прил. 3.2 – 3.4)., поверхности контактов. В таблице 3.2 представлена сводная информация по уровням контактов, которые были обоснованы ранее в разделе 2.5.

Таблица 3.2

Характеристика флюидалной модели пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

Контакт	БТ <sub>14</sub>	БТ <sub>17</sub> <sup>1</sup>		БТ <sub>17</sub> <sup>2</sup>
	708 (ГНК)	708 (ГК)	706 (Н)	708 (ГК)
ВНК, м	-3080		-3298	
ГНК, м	-3051			
ГВК, м		-3285		-3285

### 3.4. Обоснование параметров трехмерной сетки

Для построения трехмерной геологической модели создана трехмерная сетка, построенная в стратиграфических границах, полученных на этапе структурного моделирования с использованием геометрии Corner point.

Для всех пластов горизонтальные размеры ячеек геологической сетки определялись характером внутреннего строения отложений, степенью разбуренности месторождения. Так как отложения залегают с малыми углами наклона, без локальных осложнений структуры, разбуренность месторождения невысокая, выбран шаг сетки по X и Y равный 100 м. Вертикальный размер ячеек трехмерной сетки выбирался в соответствии с детальной неоднородностью разреза, выявленной по данным ГИС, и в среднем составляет 0,3 м. Принятый размер элементарного объема геологической модели позволяет сохранить детальность выделяемых геологических неоднородностей. Для всех пластов выбран пропорциональный тип нарезки, поскольку общие толщины пластов относительно выдержаны.

Границы областей построения сеток полностью охватывают продуктивные части моделируемых пластов. Сетки ориентированы вдоль направления оси структуры, что минимизирует общее количество ячеек в модели.



Ниже, в таблице 3.3, приведена характеристика трехмерных сеток.

Таблица 3.3

Геометрические размерности трехмерной геологической сетки пластов БТ<sub>14</sub>,  
БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

Интервал	Изменение толщин по скважинным данным, м		Изменение толщин по картам изохор, м		Размер ячеек, м			Количество ячеек			Общее количество ячеек	Тип вертикального строения
	min	max	min	max	X	Y	Z (среднее)	I	J	K		
БТ <sub>14</sub>	7,87	24,08	8,00	23,78	100	100	0,299	299	201	49	2944851	пропорциональный
	14,66		14,68									
БТ <sub>17</sub> <sup>1</sup>	10,75	25,55	11,52	25,54	100	100	0,296	299	201	56	3365544	пропорциональный
	16,63		16,65									
БТ <sub>17</sub> <sup>2</sup>	6,08	18,52	6,20	18,48	100	100	0,294	299	201	42	2524158	пропорциональный
	12,35		12,36									

Таким образом, заданные объемные сетки продуктивных пластов месторождения R создали условия для оценки неоднородности объектов (по результатам дальнейшего литологического и петрофизического моделирования) с учетом их геологического строения.

Следующим этапом являлось осреднение скважинных данных на сетку. Скважинные данные включают в себя каротажные кривые и результаты интерпретации материалов ГИС (дискретные кривые характера насыщения и литологии, а также непрерывные кривые коэффициента пористости, коэффициента нефтегазонасыщенности, а также двойного разностного ГК).

3D параметр – это пространственное распределение тех или иных свойств в зоне. Каждой ячейке сетки соответствует одно значение соответствующего параметра. Однако вертикальный размер ячейки сетки обычно несоизмерим с плотностью скважинных данных. Поэтому скважинные данные должны быть усреднены до размеров ячеек сетки. Осреднение непрерывных параметров проводится на основе дискретной кривой литологии.

Осреднение скважинных данных включает в себя два этапа: первый – определение ячеек сетки, через которые прошла траектория скважины, и второй – определение скважинных данных для каждой такой ячейки путем

осреднения. В результате каждой ячейке, через которую прошла скважина, присваивается одно и только одно значение соответствующего параметра.

В итоге, после осреднения скважинных данных параметр BW содержит следующие осредненные кривые:

- Litho\_disc – дискретная кривая литологии;
- Fluid\_disc – дискретная кривая характера насыщения;
- av\_POR – непрерывная кривая коэффициента пористости;
- av\_DGR – непрерывная кривая двойного разностного ГК;
- Kgn – непрерывная кривая коэффициента нефтегазонасыщенности.

Контроль качества осреднения параметров производился путем сравнения гистограмм распределения параметров по исходным скважинным данным и перенесенным на трехмерную сетку (Рис. 3.14 – 3.16).

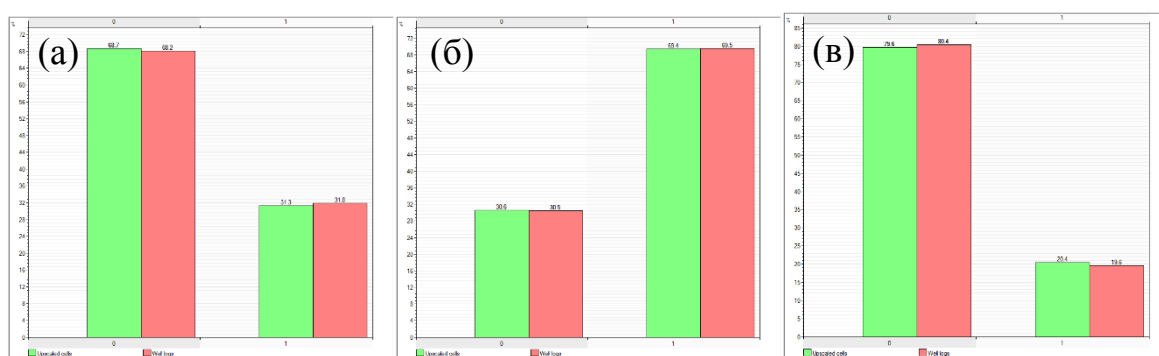


Рисунок 0.14 – Сопоставление гистограмм распределения литотипов по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки вдоль траектории скважин для пласта БТ<sub>14</sub> (а), БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> (б), БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> (в)

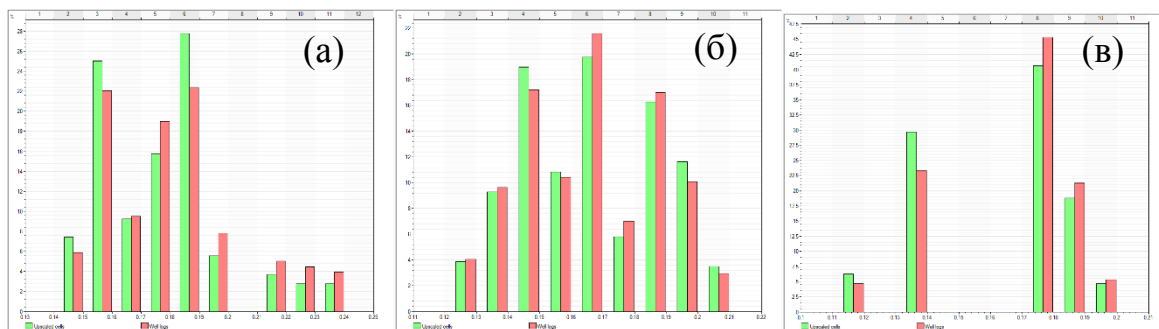


Рисунок 0.15 – Сопоставление гистограмм распределения пористости по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки вдоль траектории скважин для пласта БТ<sub>14</sub> (а), БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> (б), БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> (в)

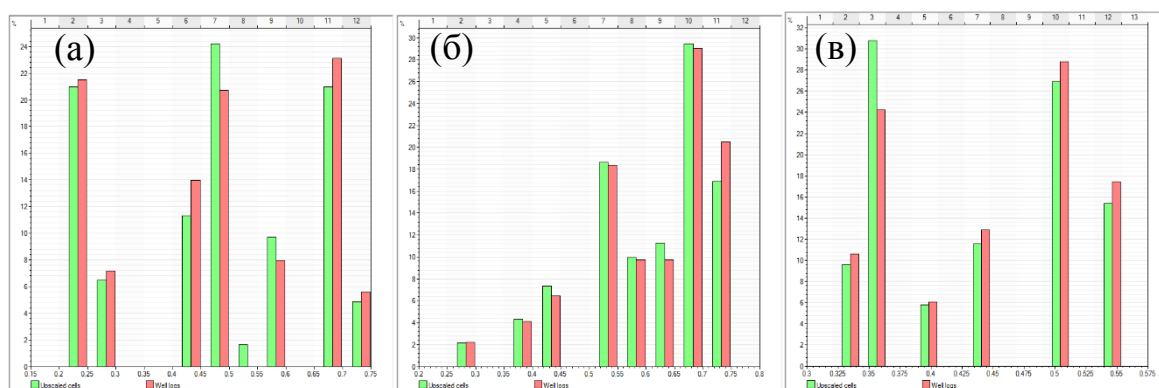


Рисунок 0.16 – Сопоставление гистограмм распределения коэффициента нефтегазонасыщенности по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки вдоль траектории скважин для пласта БТ<sub>14</sub> (а), БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> (б), БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> (в)

### 3.5. Создание модели литологии

Построение литологической модели предполагает определение для каждой ячейки трехмерного параметра признака «коллектор» или «неколлектор». В качестве исходных данных для моделирования использовались:

- Кривая РИГИС коллектор-неколлектор;
- Трендовые карты песчанистости;
- Карты эффективных толщин;
- Геолого-статистические разрезы литологии по данным РИГИС.

Литологические модели пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> построены с использованием стохастического алгоритма – последовательного

индикаторного моделирования (SIS). Ранги вариограмм, необходимые для индикаторного моделирования, подобраны в результате проведенного вариограммного анализа. Результирующие вариограммы представлены на рисунках 3.17 – 3.19, как и сводная таблица с настройками алгоритмов моделирования (Таблица 3.4).

Таблица 3.4

Параметры настройки алгоритмов моделирования литотипов

Пласт	Алгоритм	Тип вариограммы	Ранг вариограммы			Азимут
			Основной	Второстепенный	Вертикальный	
БТ <sub>14</sub>	SIS	spherical	1977	1370	1.58	39
БТ <sub>17</sub> <sup>1</sup>	SIS	spherical	1991	1443	1.54	39
БТ <sub>17</sub> <sup>2</sup>	SIS	spherical	1970	1670	1.01	39

Такие значения рангов вариограмм позволили покрыть всю область моделирования, а также добиться хорошего сходства статистических показателей исходных и модельных данных.

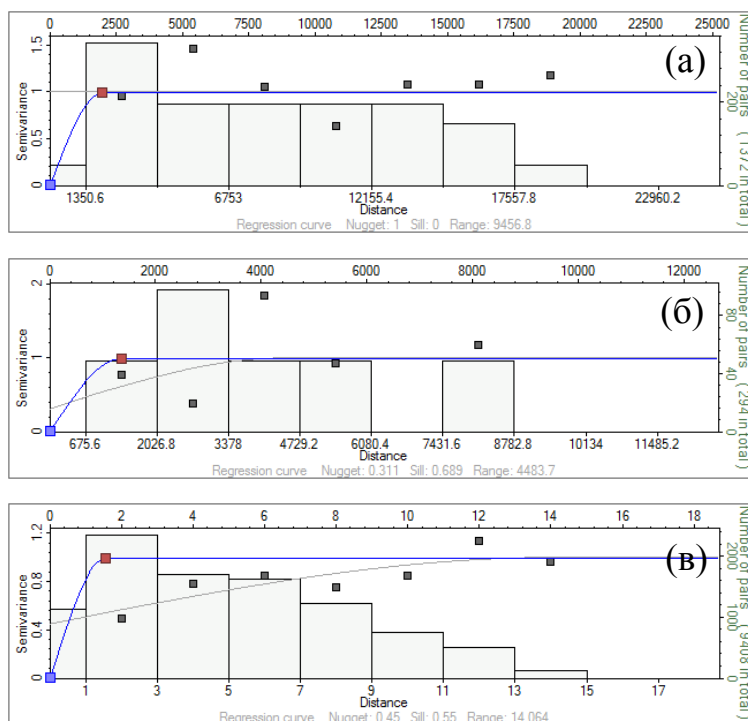


Рисунок 0.17 – Вариограммы (а – по основному направлению, б – по второстепенному направлению, в – по вертикали) распространения литотипа «коллектор»/ «неколлектор» в пределах пласта БТ<sub>14</sub>

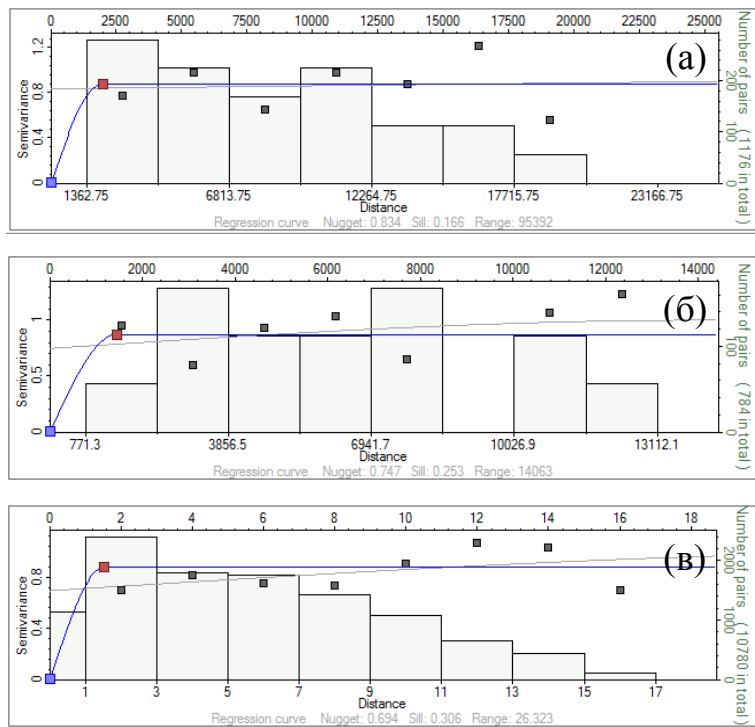


Рисунок 0.18 – Вариограммы (а – по основному направлению, б – по второстепенному направлению, в – по вертикали) распространения литотипа «коллектор»/ «неколлектор» в пределах пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>

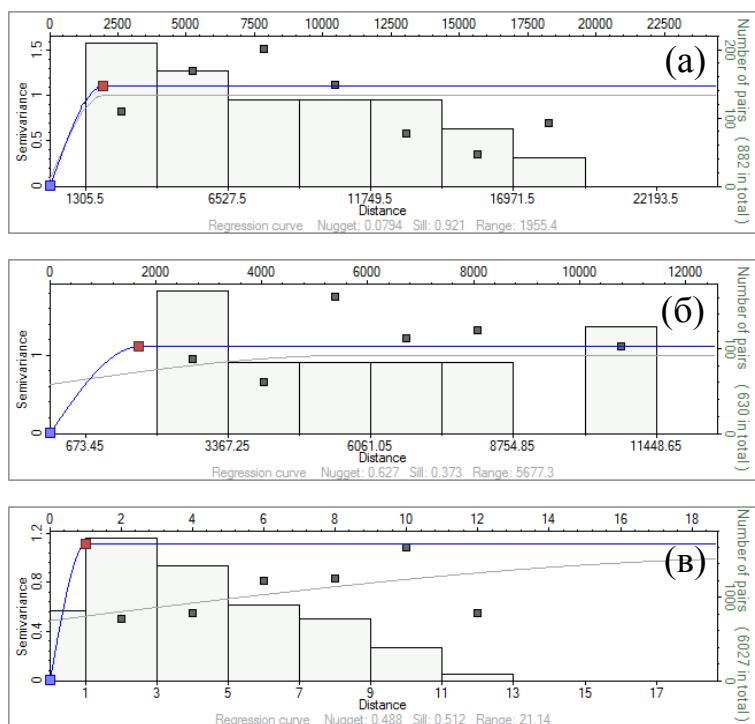


Рисунок 0.19 – Вариограммы (а – по основному направлению, б – по второстепенному направлению, в – по вертикали) распространения литотипа «коллектор»/ «неколлектор» в пределах пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

Распределение литотипов было произведено отдельно для 3 зон (пластов), была рассчитана 21 стохастическая реализация куба литологии, которые затем были осреднены с получением дискретного параметра литологии с использованием граничного значения «коллектор-неколлектор».

Все представленные пласты имеют зону глинизации. Согласно методологии, коллектор замещается на границе зоны глинизации.

В качестве тренда использовалась информация о пространственном распределении коллектора по латерали (карты песчаности, Прил. 3.5 – 3.7) и по вертикали (ГСР литологии по скважинным данным, Рис. 3.20). Ранги вариограмм были приняты такими же, как и при моделировании литологии ввиду малого количества данных для полноценного вариограммного анализа.

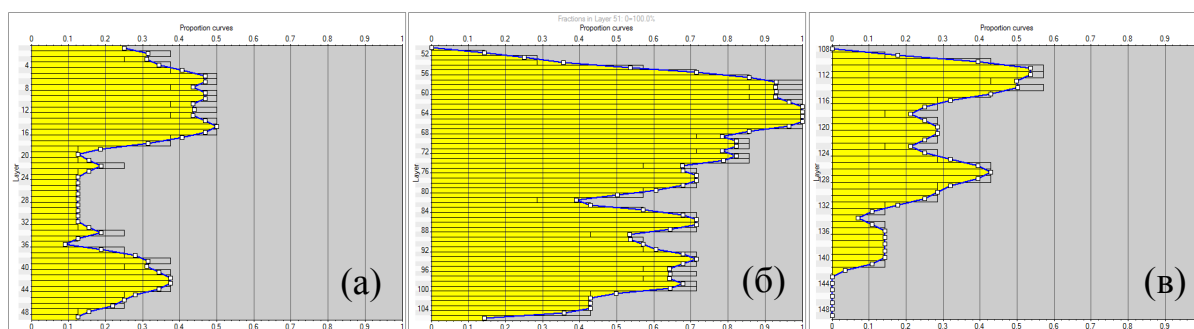


Рисунок 0.20 – Трендовый ГСР песчаности пласта БТ<sub>14</sub> (а), БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> (б), БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> (в)

Ниже приведены сопоставления трендовых карт песчаности и карт, полученных из финального куба литологии (Рис. 3.21 – 3.23), сопоставление ГСР (Рис. 3.24 – 3.26), а также гистограммы объемных соотношений «коллектор-неколлектор» по скважинам, ВВ и кубу литологии (Рис. 3.27).

Разрез через куб литологии по линии скважин представлен на рисунке 3.28.

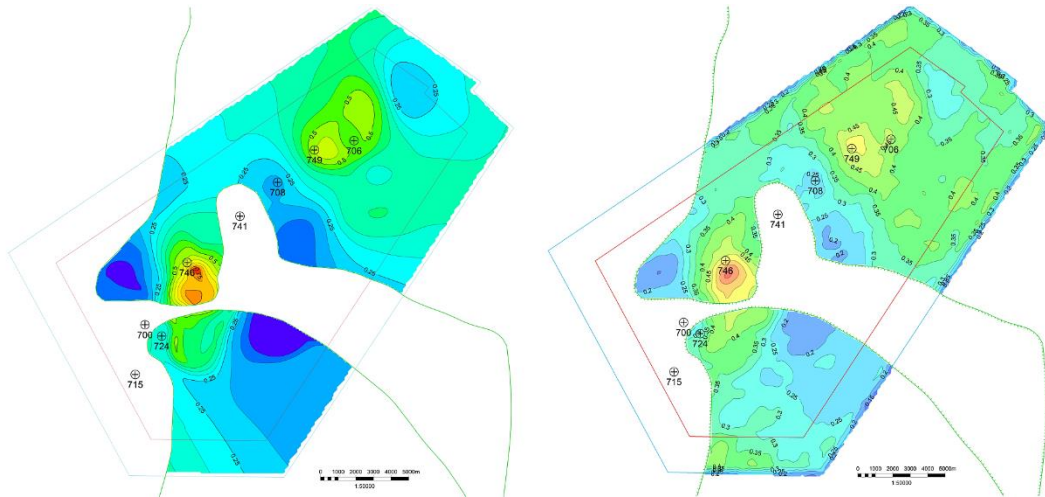


Рисунок 0.21 – Сопоставление карт коэффициента песчаности – трендовой и полученной по модели литологии пласта БТ<sub>14</sub>

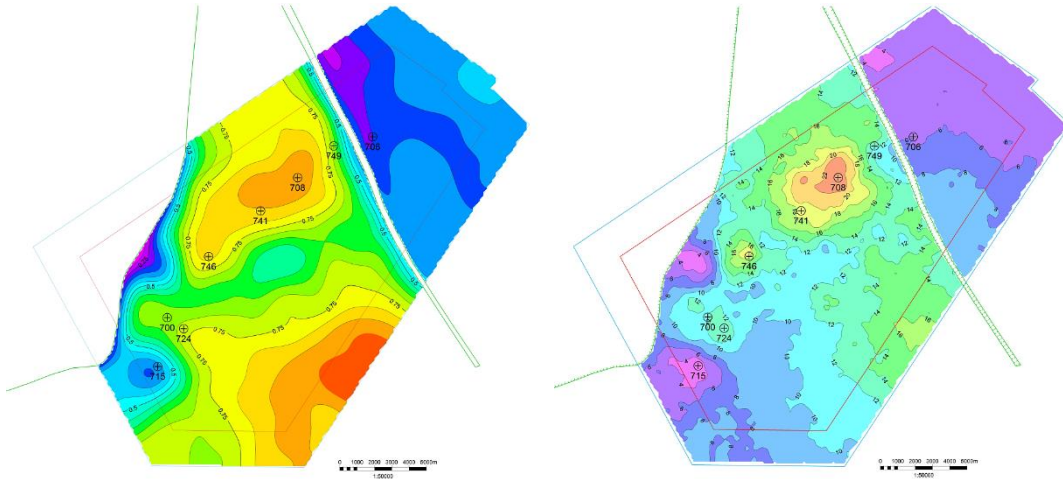


Рисунок 0.22 – Сопоставление карт коэффициента песчаности – трендовой и полученной по модели литологии пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>

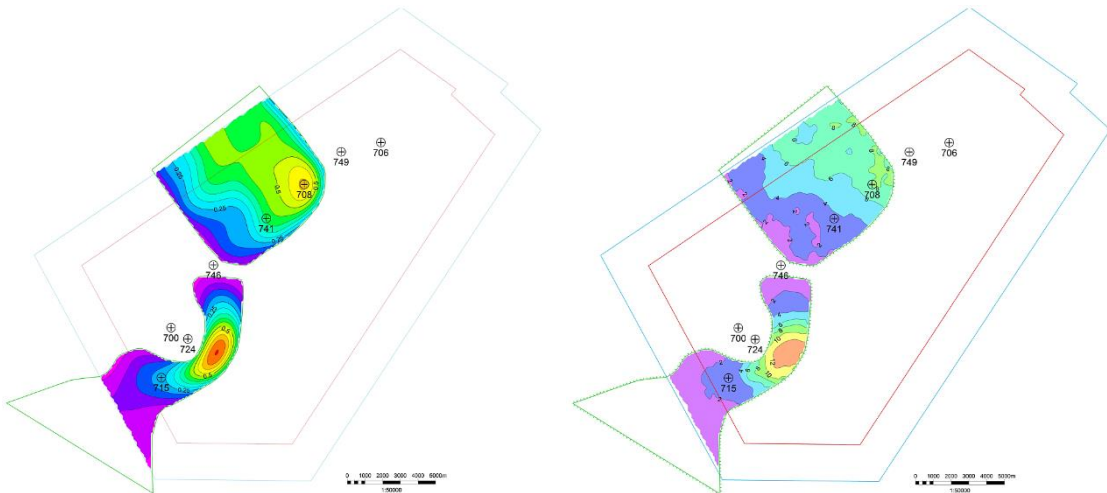


Рисунок 0.23 – Сопоставление карт коэффициента песчаности – трендовой и полученной по модели литологии пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

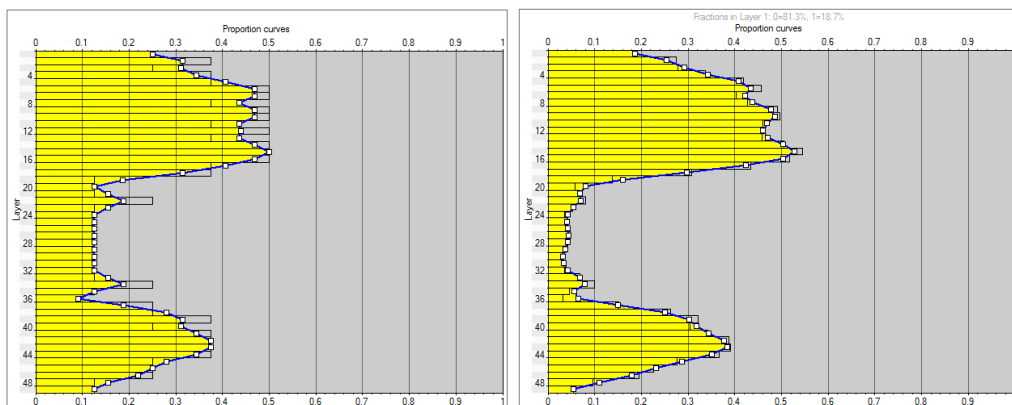


Рисунок 0.24 – Сопоставление ГСР песчаности по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки пласта БТ<sub>14</sub>

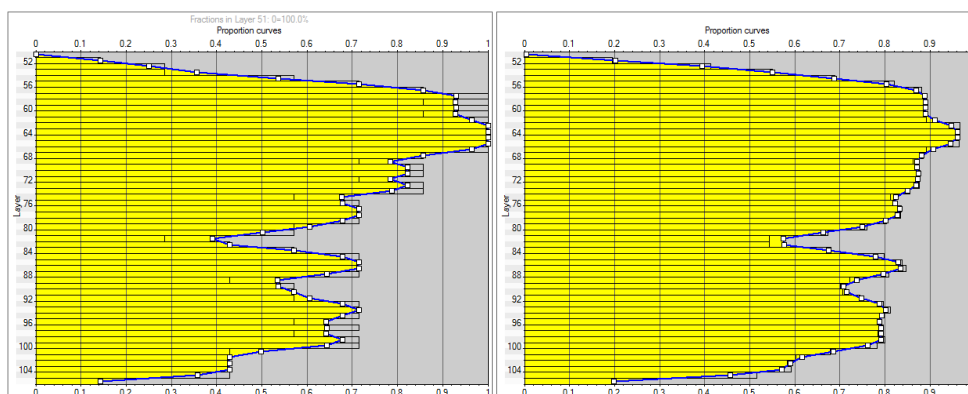


Рисунок 0.25 – Сопоставление ГСР песчаности по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>

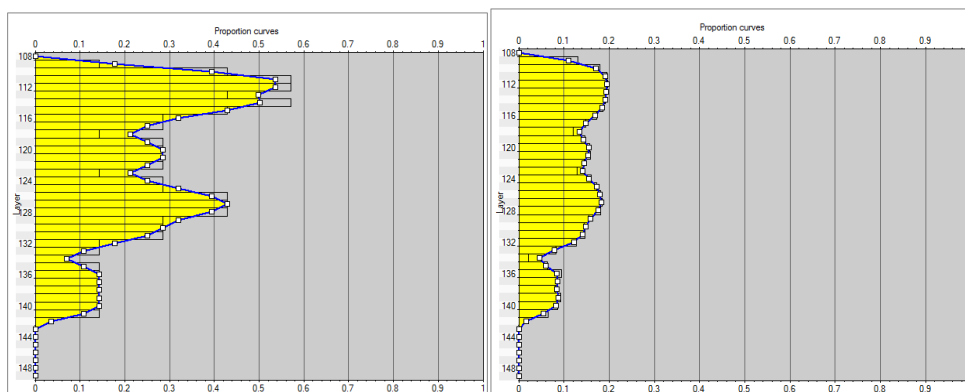


Рисунок 0.26 – Сопоставление ГСР песчаности по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>



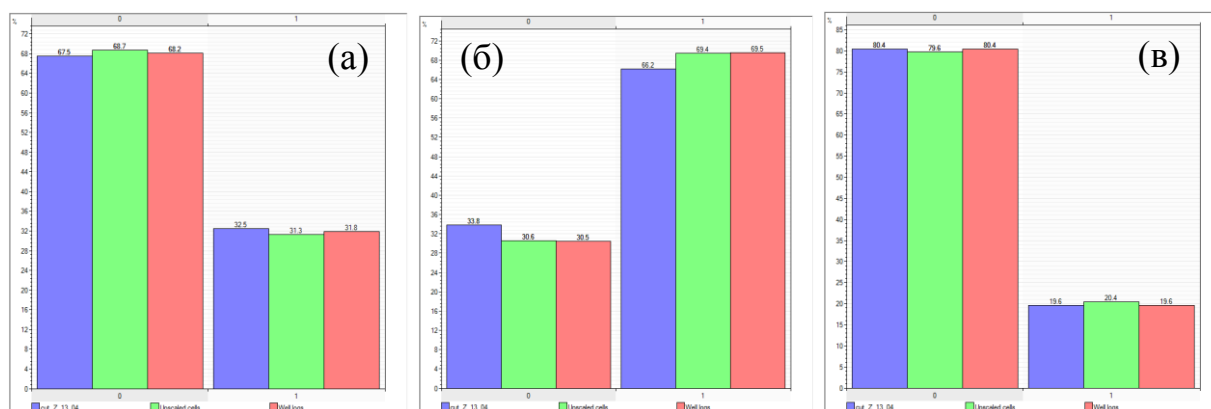


Рисунок 0.27 – Сопоставление гистограмм распределения литотипов по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки пластов БТ<sub>14</sub> (а), БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> (б) и БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> (в)

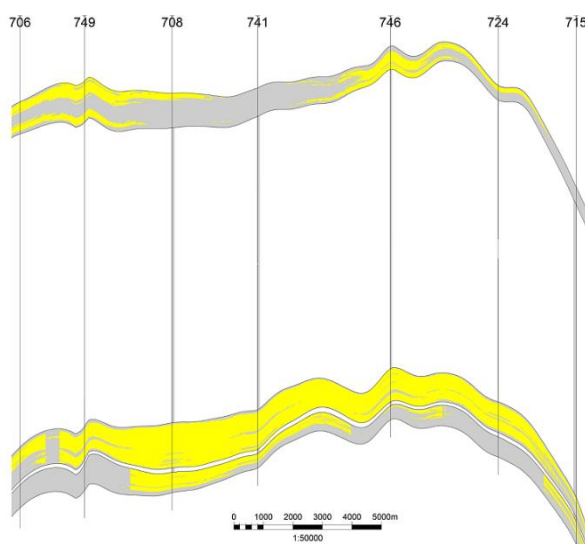


Рисунок 0.28 – Геологический разрез куба литологии в интервале пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

Финальный параметр литологии полностью согласован со скважинными данными, достаточно хорошо согласуется с исходными трендами и достоверно отражает пространственное распределение коллектора каждого из продуктивных пластов.

По результатам оценки качества построения модели литологии можно сделать вывод, что параметр литологии распределен в объеме грида корректно в соответствии с исходными данными РИГИС пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> и БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>.

### **3.6. Создание модели фильтрационно-емкостных свойств**

Моделирование фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов разделено на два этапа: первым моделируется трехмерный параметр пористости коллектора продуктивных пластов, а затем воспроизводится изменение проницаемости в объеме коллектора пластов.

Исходной информацией для моделирования куба пористости послужила скважинная информация (кривая значений коэффициента пористости в коллекторах) и трендовые карты средней пористости, построенные по скважинным данным (Прил. 3.8 – 3.10). Распространение значений пористости производилось только в объеме коллектора, ячейкам со значением «неколлектор» автоматически присваивалось значение пористости Undefined. Как и для куба литологии, рассчитывалась 21 реализация, однако затем выбиралась одна лучшая на основании минимальных, максимальных и средних значений, а также схожести с трендовой картой пористости.

Контроль качества распространения значений пористости производился сравнением гистограмм по пористости для каждого пласта (Рис. 3.29) и сопоставлением трендовых карт с картами средней пористости коллектора из трехмерной модели: визуально (Рис. 3.30 – 3.32) и на кросс-плотах (Рис. 3.33). На кросс-плотах коэффициент корреляции составляет не менее 0.95.

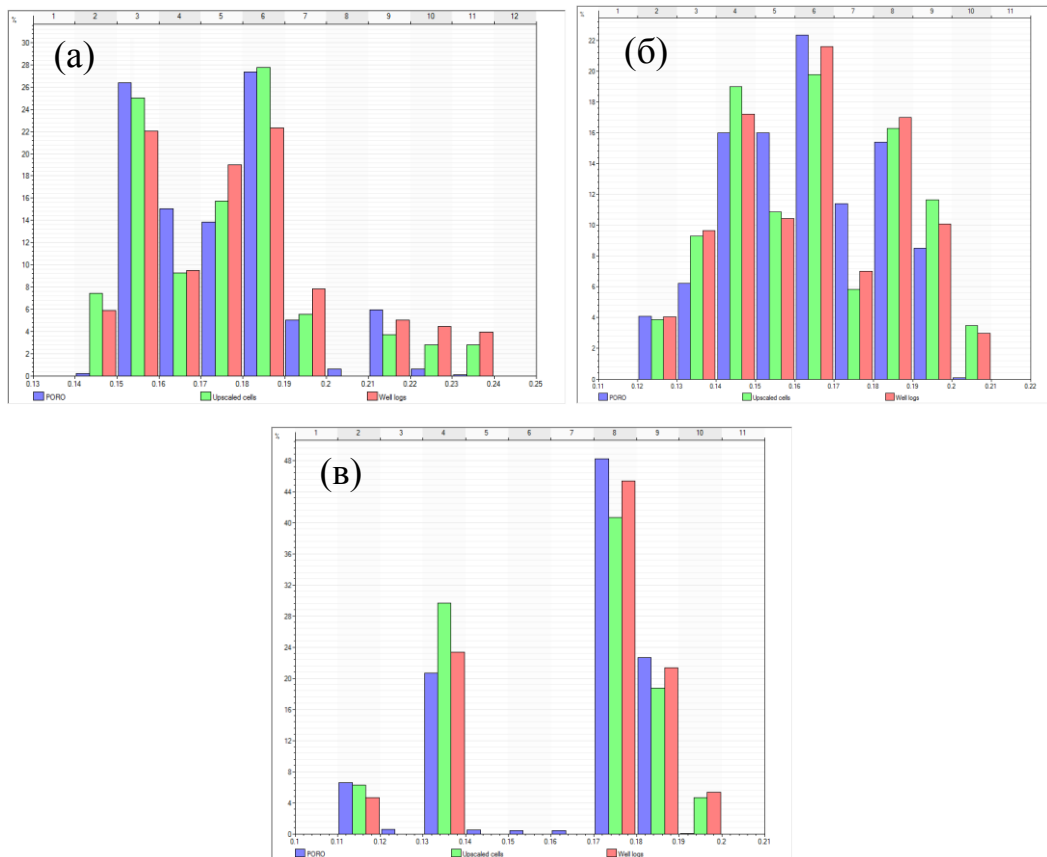


Рисунок 0.29 – Сопоставление гистограмм распределения пористости по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки пласта БТ<sub>14</sub> (а), БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> (б), БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> (в)

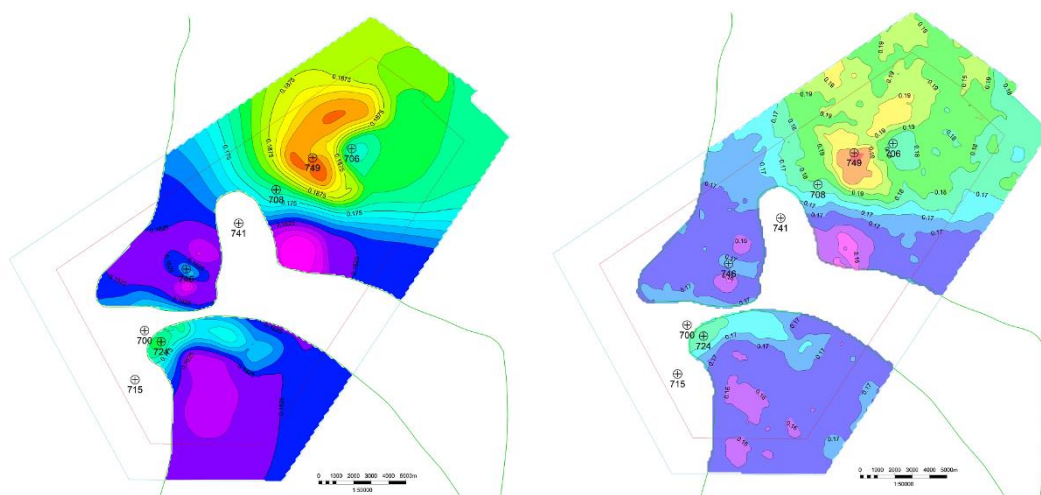


Рисунок 0.30 – Сопоставление карт коэффициента пористости – трендовой и полученной по модели пласта БТ<sub>14</sub>

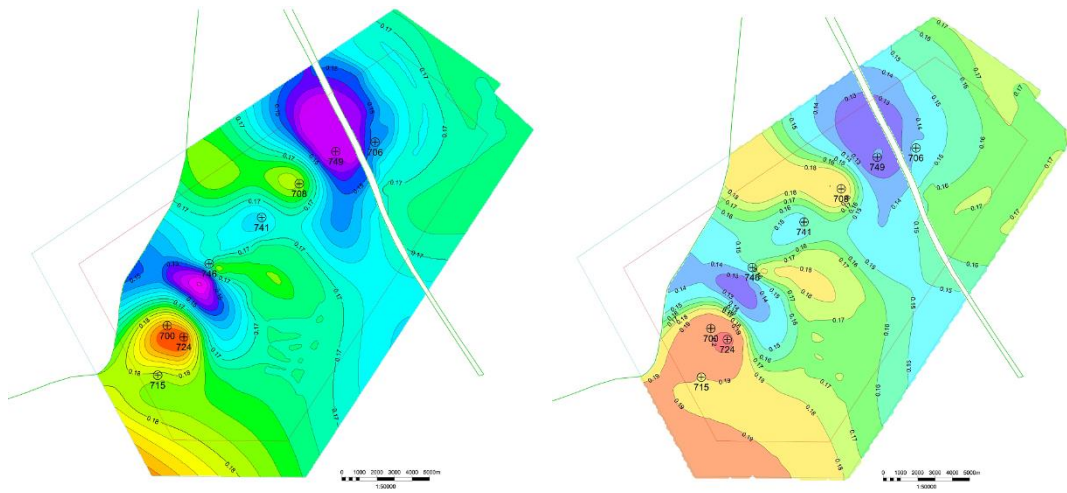


Рисунок 0.31 – Сопоставление карт коэффициента пористости – трендовой и полученной по модели пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>

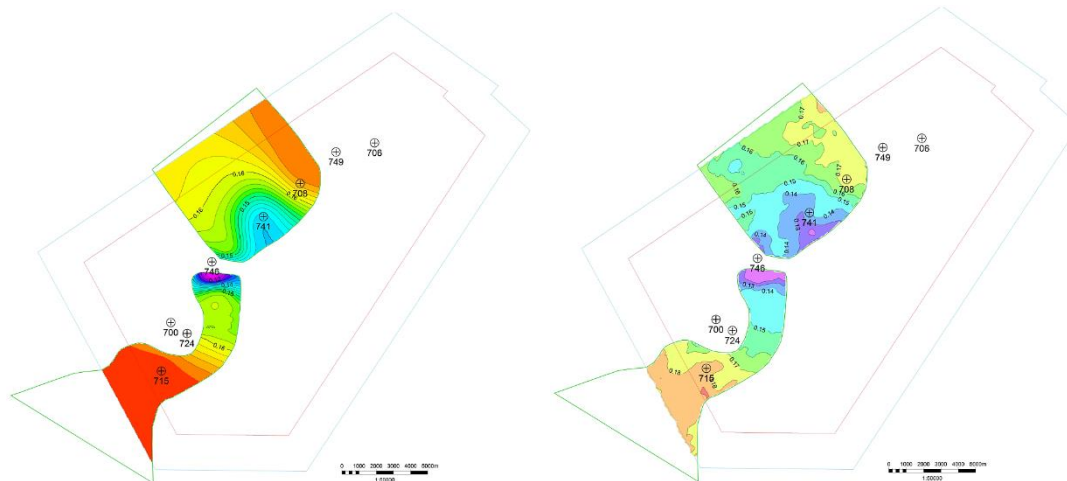


Рисунок 0.32 – Сопоставление карт коэффициента пористости – трендовой и полученной по модели пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

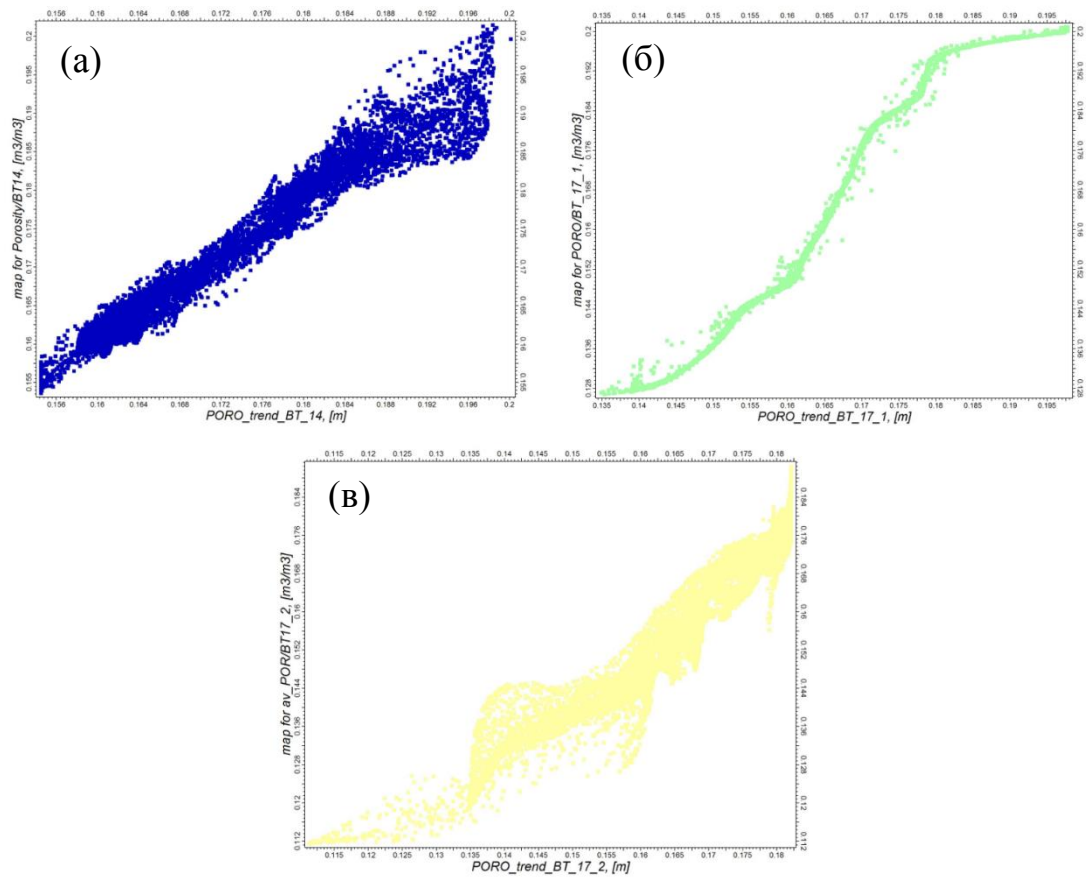


Рисунок 0.33 – Кросс-плот сопоставления трендовой карты средней пористости и карты средней пористости из куба 3D, пласты БТ<sub>14</sub> (а), БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> (б) и БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> (в)

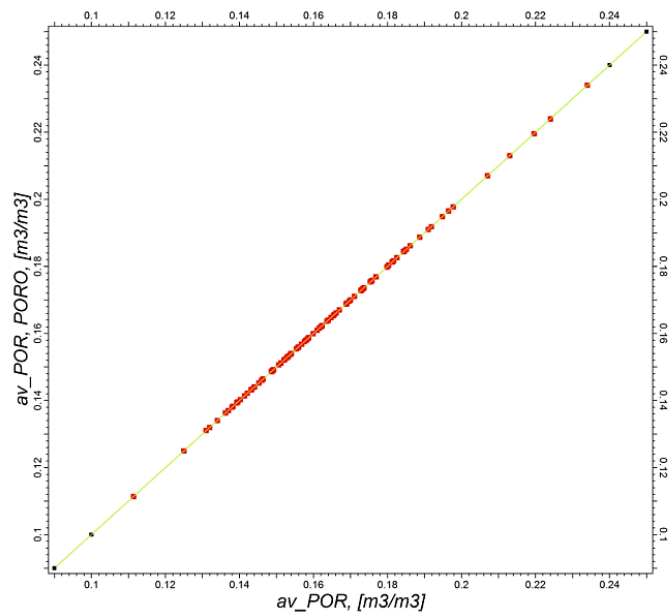


Рисунок 0.34 – График зависимости средневзвешенных значений коэффициента пористости, рассчитанных по данным РИГИС и по ячейкам трехмерной сетки куба пористости вдоль траектории скважин

Полученные результаты расчетов удовлетворяют требуемым критериям, что отражено в процессе контроля качества распространения значений пористости. Коэффициент корреляции на кросс-плотах достаточно высок, гистограммы распределения пористости имеют почти нормальный вид.

Разрез через куб пористости вдоль линии скважин представлен на рисунке 3.35.

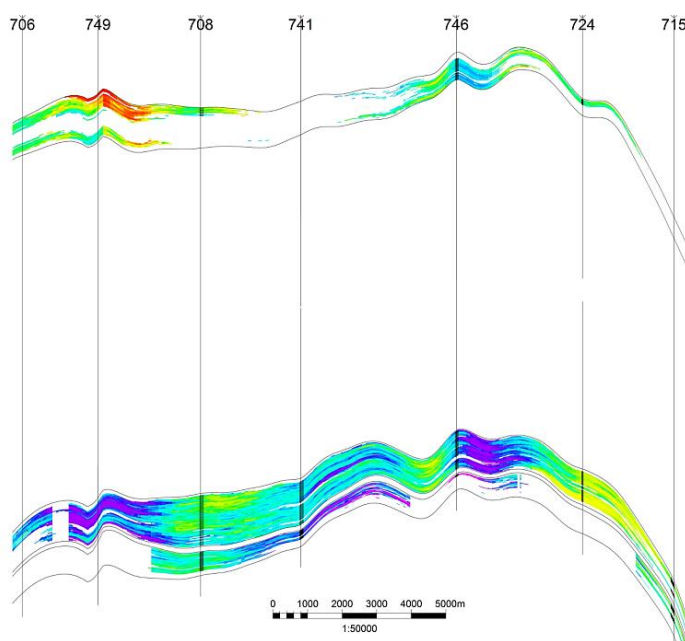


Рисунок 0.35 – Геологический разрез куба пористости в интервале пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

Проницаемость рассчитывалась из остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ) и коэффициента пористости по методу Тимура, описанному в разделе 2.5. Остаточная водонасыщенность в свою очередь была рассчитана из куба DGR (двойной разностный ГК), распределенного аналогично пористости.

$$K_{во} = 0,64 \times e^{DGR} - 0,47$$

$$K_{пр} = 3 \times \frac{K_{п}^{1,8}}{K_{во}^{4,5}}$$

Геологический разрез куба проницаемости по линии скважин приведен на рисунке 3.36.

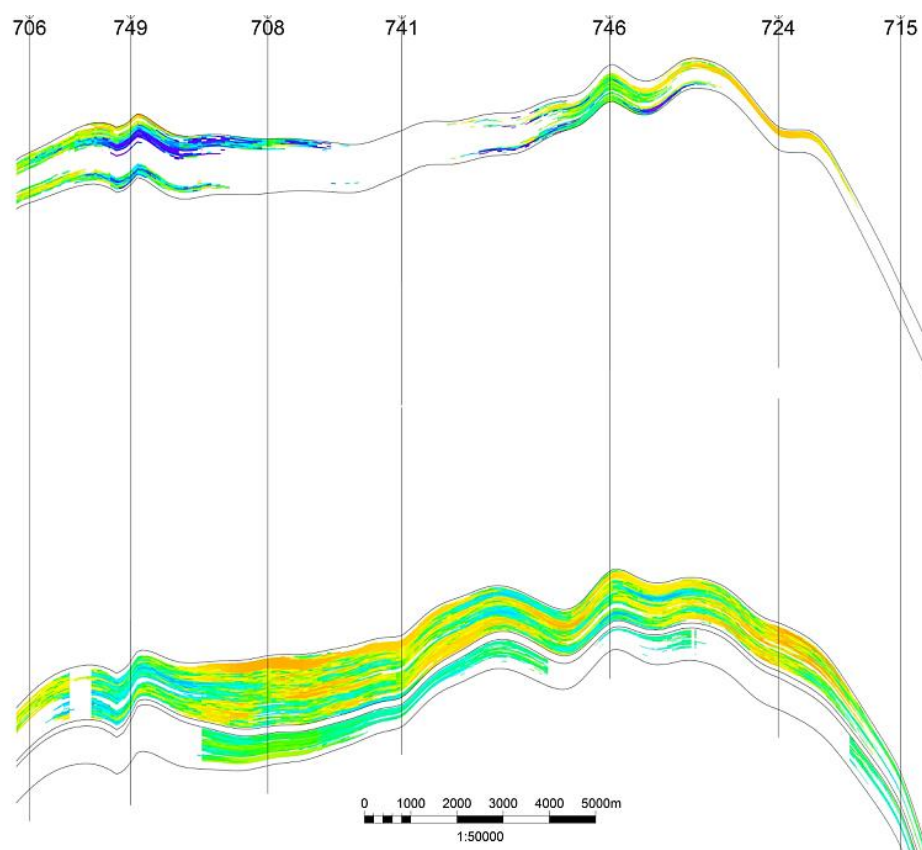


Рисунок 0.36 – Геологический разрез куба проницаемости в интервале пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

### 3.7. Создание модели флюидонасыщения

Перед началом создания модели насыщения флюида построены карты поверхностей контактов (ГВК, ГНК, ВНК). Их положение по каждой залежи обосновано в разделе 2.5

Для построения куба газонасыщенности продуктивных пластов использовались индивидуальные петрофизические зависимости коэффициента газонасыщенности от коэффициента пористости, полученные по результатам интерпретации материалов ГИС (Рис. 3.37).

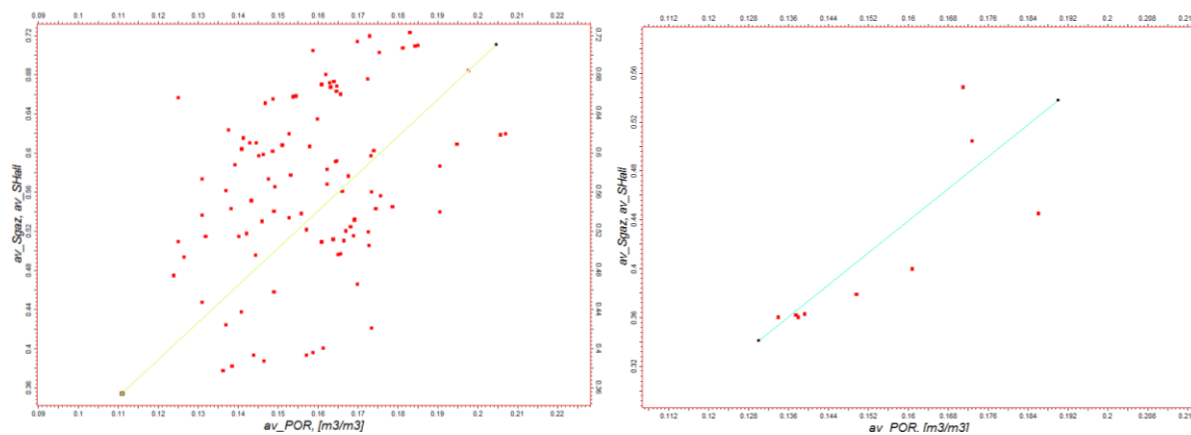


Рисунок 0.37 – Зависимости коэффициента газонасыщенности от пористости для пластов БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

Моделирование куба нефтенасыщенности производилось с использованием в качестве тренда зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты ячейки над поверхностью ВНК, полученной по данным РИГИС. Схематический разрез куба нефтегазонасыщенности приведен на рисунке 3.38.

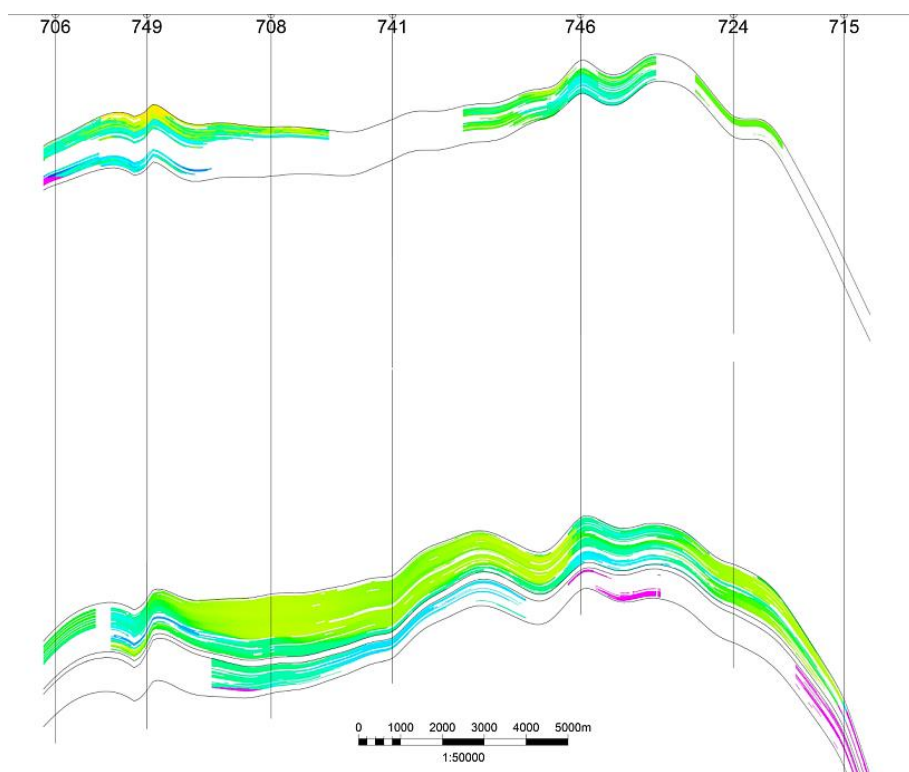


Рисунок 0.38 – Геологический разрез куба нефтегазонасыщенности в интервале пластов БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>



### 3.8 Подсчет начальных геологических запасов углеводородов

В настоящей работе подсчет геологических запасов газа и нефти выполнен объемным методом. Для подсчета запасов используется следующая последовательность вычислений:

- Вычисление 3D параметра геометрического объема пород, ограничивающего залежи;
- Вычисление эффективного объема пород, как произведение параметров геометрического объема и литологии;
- Оценка порового объема пород, как произведение параметров эффективного объема и коэффициента пористости;
- Вычисление объема газа, нефти, как произведение параметров порового объема пород и коэффициента начальной газонефтенасыщенности;
- Для нефти – умножая полученный массив значений на пересчетный коэффициент и плотность нефти, получаем трехмерное распределение запасов нефти в поверхностных условиях.
- Для газа – умножая полученный массив значений на начальное пластовое давление, поправку на свойства газа и поправку на температуру, получаем трехмерное распределение запасов газа в поверхностных условиях.

$$STOIP = Bulk \times NG \times PORO \times (1 - Sw_o) \times \left(\frac{1}{Bo}\right) \times \rho,$$

где STOIP – начальные геологические запасы нефти,

Bulk – объём ячейки выше ВНК,

NG – параметр литологии,

PORO – параметр пористости,

Sw<sub>o</sub> – параметр водонасыщенности,

Bo – объёмный коэффициент,

ρ – плотность нефти.

$$GIIP = Bulk \times NG \times PORO \times f \times (1 - Sw_g) \times (P_s \times \alpha_s - P_f \times \alpha_f)$$

где  $G_{IIIP}$  – начальные геологические запасы газа,  
 $Bulk$  – объём ячейки выше ГНК/ГВК,  
 $NG$  – параметр литологии,  
 $PORO$  – параметр пористости,  
 $Swg$  – параметр водонасыщенности,  
 $f$  – поправка на температуру,  
 $P_s$  – начальное пластовое давление,  
 $P_f$  – конечное пластовое давление,  
 $\alpha_s$  – поправка на отклонение от закона Бойля - Мариотта, для давления  $P_s$ ,  
 $\alpha_f$  – поправка на отклонение от закона Бойля - Мариотта, для давления  $P_f$ .

В расчете участвовали ячейки модели, центр которых расположен выше гипсометрической отметки ГНК, ВНК.

Результатами построения гм стало понимание структуры и распределения запасов по площади месторождения, уточнение начальных геологических запасов нефти и газа. Исходя из анализа качества, проводимого в конце каждого этапа, можно с определенной долей уверенности утверждать, что результаты моделирования являются достоверными. Далее после апгриддинга и апскейлинга эта модель будет использоваться для гидродинамических расчетов.

Таблица 3.5

## Сводная таблица подсчетных параметров и запасов газа

Плас т	Площадь газоносност и, тыс.м <sup>2</sup>	Средневзвешенна я газонасыщенная толщина, м	Объем газосодержащи х пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Начально е пластовое давление, МПа	Конечное пластовое давление, МПа	Поправка на свойства газа	Поправка на температуру	Начальные геологические запасы газа, млн.м <sup>3</sup>
БТ <sub>14</sub>	19513	4,2	88186	0,21	0,80	32,8	0,1	1,03	0,836	2585
БТ <sub>17</sub> <sup>1</sup>	105321	11,5	1213588	0,16	0,60	33,6	0,1	1,02	0,821	30152
БТ <sub>17</sub> <sup>2</sup>	15064	3,7	55570	0,16	0,47	33,6	0,1	1,02	0,821	1132

Таблица 3.6

## Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти

Плас т	Площадь нефтеносност и, тыс.м <sup>2</sup>	Средняя нефтенасыщенна я толщина, м	Объем нефтенасыще нных пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициен т пористости, д.ед.	Коэффициент нефтенасыще нности, д.ед.	Пересчетны й коэффициен т, д.ед.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т
БТ <sub>14</sub>	63377	3,7	250375	0,18	0,50	0,635	0,809	12186
БТ <sub>17</sub> <sup>1</sup>	18630	5,1	95861	0,16	0,55	0,762	0,810	5085

### **3.9 Гидродинамическая модель месторождения**

Целью создания гидродинамической модели является выбор оптимальной системы разработки пластов мегнионской свиты месторождения R.

Основой для гидродинамического моделирования являлась трехмерная геологическая модель.

На месторождении R выявлены две нефтяные залежи – в пласте БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub>, одна газоконденсатная пласт БТ<sub>17</sub>.

Для возможности моделирования переводов скважин, зарезок боковых стволов с одного пласта на другой, а также поддержания плато добычи несколькими объектами одновременно гидродинамическая модель строилась в едином каркасе. Создано 2 фильтрационные модели по залежам нефти БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub> и газовой залежи БТ<sub>17</sub>.

#### **Выбор типа модели**

Пласты БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub> (северо-восточная залежь) характеризуется присутствием недонасыщенной нефти с растворенным в ней газом. Газоконденсатный пласт БТ<sub>17</sub> (основная залежь) характеризуется наличием в составе пластового газа конденсата.

Для того что бы учесть трехфазную фильтрацию флюидов в поровом пространстве использовалась композиционная гидродинамическая модель Eclipse (E300).

Объекты разработки месторождения являются многопластовые залежи, характеризующимися послойной неоднородностью и прерывистостью. На характер разработки объектов значительное влияние оказывает вскрытие скважиной сразу нескольких прослоев, характер ввода и отключения интервалов перфорации.

Таким образом, для гидродинамического моделирования необходимо использовать трехмерную модель

## **Создание сетки и схемы выделение слоев**

Геологическая модель содержит значительно больше количество ячеек, для снижения затрат машинного времени на вычисления было произведено уменьшение количества узлов в фильтрационной модели.

Размер ячеек по X, Y для нефтяных пластов БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub> (северо-восточная залежь) выбран равный 100 м из условия совпадения между скважинами не менее 3-4 ячеек. Для модели газоконденсатного пласта БТ<sub>17</sub> размеры ячеек приняты 200x200м.

Количество слоев гидродинамической модели, с учетом сохранение однородности параметров РИГИС и распределения коллекторов в пределах каждого слоя, совпадет с количеством слоев в геологии.

Так как сетка для гидродинамического моделирования, отличается от геологической сетки была выполнена процедура ремасштабирования свойств.

Свойства песчанистость, пористость и начальная нефтенасыщенность переносились следующим образом:

- куб проницаемости осреднен методом диагонального тензора;
- значение кубов пасчанистости, пористости и нефтенасыщенности рассчитаны как средневзвешенные по объему.

В приложении 3.11 приведено сопоставление распределению свойств в геологической и гидродинамических моделях.

Сопоставление геологических запасов нефти в геологической и фильтрационных моделях приведено в таблице 3.6.

**Сравнение начальных геологических запасов в геологической и  
фильтрационных моделях**

Пласт	Запасы нефти, тыс. т.			Запасы газа, млн. м <sup>3</sup>		
	Геологическая модель	Фильтрационная модель	Δ, %	Геологическая модель	Фильтрационная модель	Δ, %
БТ <sub>14</sub>	12186	11840		2585		
БТ <sub>17</sub>	5085	5184		31282	30000	

**Относительные фазовый проницаемости, капиллярные давления**

Создание фильтрационных моделей включало следующие этапы:

- создание сетки и схемы фильтрационной модели;
- определение параметров пласта;
- определение относительных фазовых проницаемостей и капиллярных давлений;
- определение свойств пластовых флюидов;
- задание начальных условий, контактов флюидов и начальных давлений;
- задание условий на границах расчетных областей;
- моделирования скважин;
- адаптация фильтрационной модели на основе данных, полученных в результате опробования, испытаний и исследования скважин.

На месторождении R на керновых образцах проводились специальные исследования по определению фильтрационных характеристик многофазного потока.

Функция относительных фазовых проницаемостей (ОФП) преобразована таким образом, чтобы удовлетворить диапазону подвижности пластовых флюидов. Преобразования выполнены путем линейной трансформации оси насыщенности. Задание ОФП для каждого пласта производились с использованием LET аппроксимации.

В гидродинамической модели кубы конечных точек SWL и SWCR задавались по зависимости от проницаемости, установленной на основе керновых исследований. ( Рисунок 3.40)

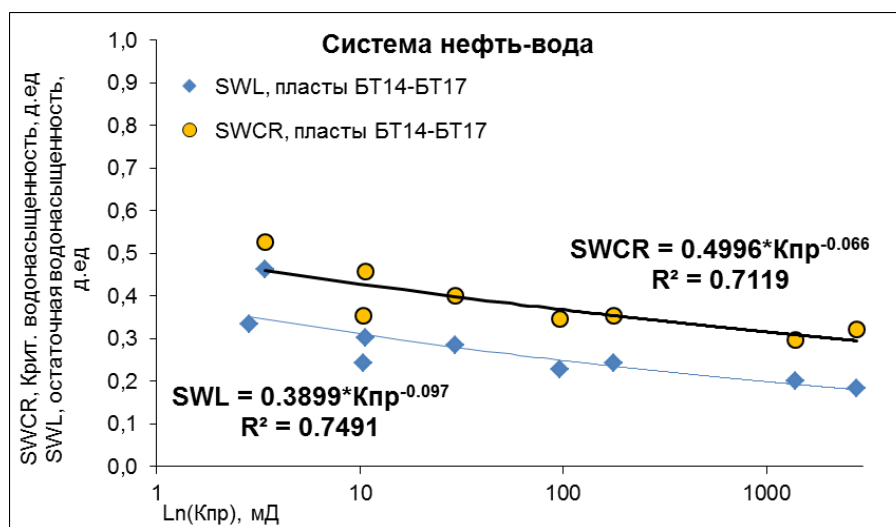


Рисунок 3.40 – Зависимость SWL и SWCR от проницаемости.

SOWCR задавался зависимостью от проницаемости, установленной по экспериментам вытеснения нефти водой для нефтяных пластов и как среднее для газовых пластов.

В модели применялась опция 2-точечного масштабирования. Относительные фазовые проницаемости по нефти KRO и по воде KRWR заданные средним значением по экспериментам для каждого пласта.

ОФП принятые для ГДМ представлены в приложении 3.12.

Для куба KRG установлена зависимость рисунок 3.41.

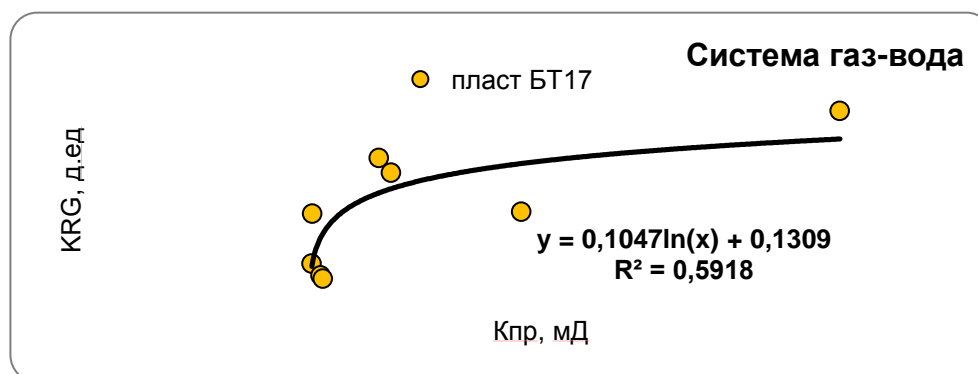


Рисунок 3.41 – Зависимость KRO и KRWR от проницаемости

Схема задания ОФП и конечных точек для пластов месторождения приведена ниже:

- для нефтяных объектов

Система «нефть-вода»		Система «нефть-газ»	
SWL	$0.3899 * K_{np}^{-0.097}$	SGL	0
SOWCR	По зависимости $f(K_{np})$	SOGCR	Среднее значение из экспериментов по пласту
SWCR	$0.49968 K_{np}^{-0.066}$	SGCR	
SWU	1	SGU	1-SWL
KRO	Среднее значение из экспериментов по пласту		
KRORW	Масштабируется относительно KRO	KRORG	Масштабируется относительно KRO
KRWR	Среднее значение по пласту	KRGR	Масштабируется относительно KRG
KRW	1	KRG	$0.1047 \ln(K_{np}) + 0.1309$

- для газовых объектов

Система «конденсат-вода»		Система «конденсат-газ»	
SWL	$0.3899 * K_{np}^{-0.097}$	SGL	0
SOWCR	По зависимости $f(K_{np})$	SOGCR	Среднее значение из экспериментов по пласту
SWCR	$0.49968 K_{np}^{-0.066}$	SGCR	
SWU	1	SGU	1-SWL
KRO	Среднее значение из экспериментов по пласту		
KRORW	Масштабируется относительно KRO	KRORG	Масштабируется относительно KRO
KRWR	Среднее значение по пласту	KRGR	Масштабируется относительно KRG
KRW	1	KRG	$0.1047 \ln(K_{np}) + 0.1309$



Начальное распределение водонасыщенности в фильтрационной модели было перенесено из геологической модели, заданные капиллярные давления явились начальным приближением для процедуры масштабирования кривых капиллярного давления в системе вода-нефть, выполняемой Eclipse.

Коэффициент вытеснения нефти в гидродинамических моделях задавался с помощью куба остаточной водонасыщенности.

Величина коэффициента вытеснения ( $K_{выт}$ ) рассчитывается по формуле:

$$K_{выт} = \frac{\text{Подвижные запасы}}{\text{Геологические запасы}}$$

Коэффициент вытеснения в гидродинамической модели для пласта БТ<sub>14</sub> принят 0.472 д.ед. для пласта БТ<sub>17</sub> 0.479 д.ед.

### Создание флюидальной модели для нефтяных залежей

Залежи пластов БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub> охарактеризованы исследованиями глубинных и рекомбинаторных проб.

В таблице 3.7 приведены основные параметры, которые являются начальными данными для создания флюидальной модели.

Таблица 3.7-

### Начальные условия

Пласт	Пластовые условия		Давление насыщения, МПа	Плотность, г/м <sup>3</sup>		Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Объемный коэффициент
	Давление, МПа	Температура, С		Пластовой нефти	Сепар. нефти		
БТ <sub>14</sub> (р-н скв. 702)	32.88	77.6	32.8	0.672	0.809	281	1.6
БТ <sub>14</sub> (р-н скв.)	32.8	77.3	32.8	0.672	0.809	281	1.6

708)							
БТ <sub>14</sub> ( р-н скв. 709)	32.78	77.2	32.78	0.762	0.809	270	1.575
БТ <sub>17</sub>	33.57	86	19.7	0.701	0.81	155.7	1.312

Было произведено сравнение физико-химических свойств нефти отобранных из трех оторочек (таблица 3.8), которое показало их сходство.

Таблица 3.8

### Сравнение свойств нефти

Свойство нефти	Скважина		
	708	706	702
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0.825	0.82	0.8225
Вязкость, мм <sup>2</sup> /с	6.46	5.71	5.25
Содержание парафинов, % масс	4.41	4.23	4.58
Содержание серы, % масс	0.08	0.07	0.12
Характеристика	легкая, парафинистая	легкая, парафинистая	легкая, парафинистая

Кроме этого на графиках зависимости объемного коэффициента, газосодержания от давления насыщения видно, что свойства пластовой нефти имеют похожие свойства. (Рисунок 3.43-3.44)

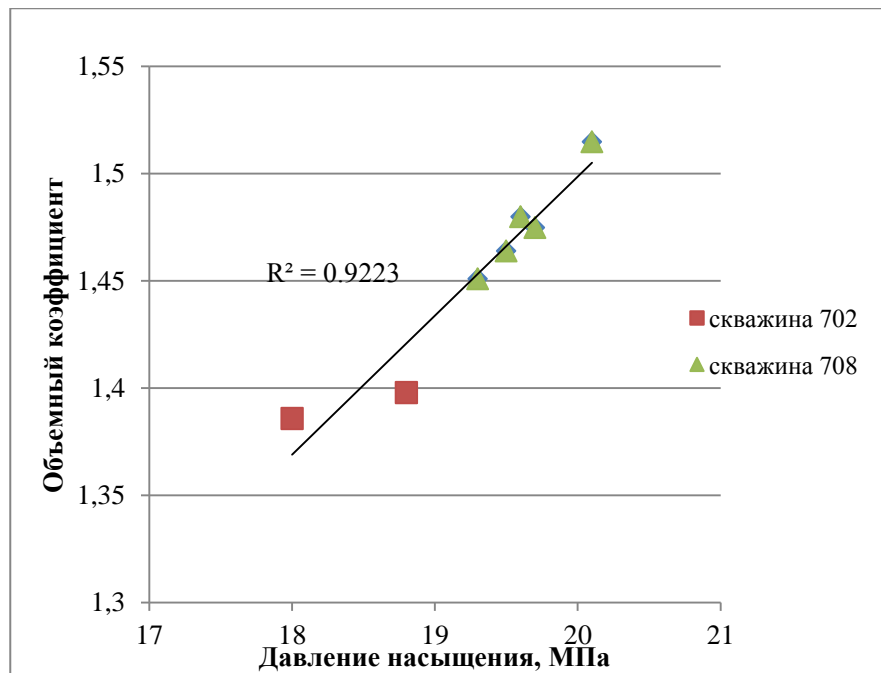


Рисунок 3.43 – Зависимость объемного коэффициента от давления насыщения по результатам однократного разгазирования проб нефти из скважин № 702 и № 708

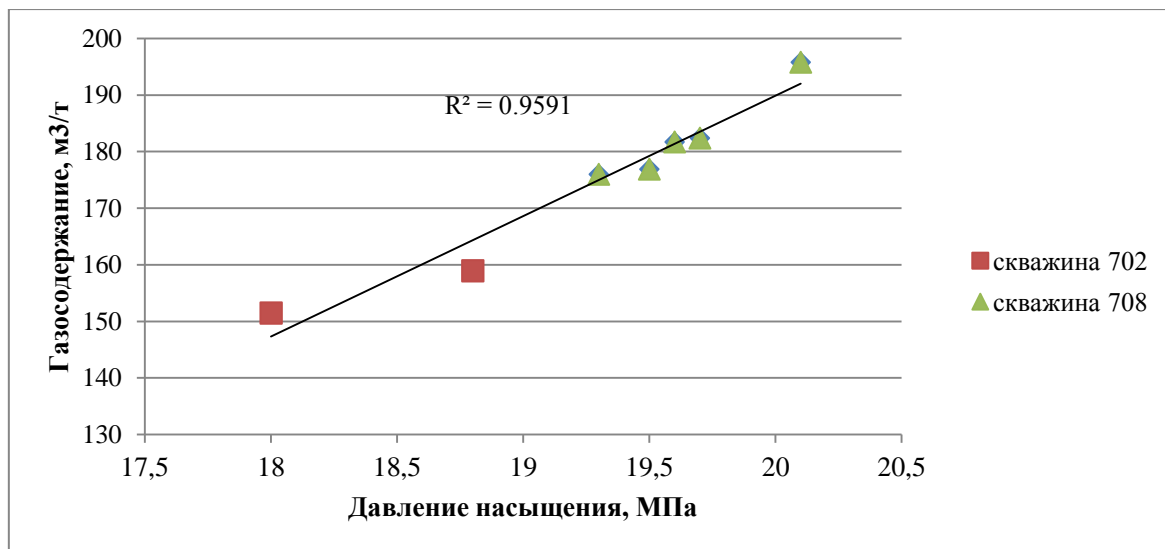


Рисунок 3.44 – Зависимость газосодержания от давления насыщения по результатам однократного разгазирования проб нефти из скважин № 702 и № 708

Поэтому для получения начальных свойств нефти использовалось усредненные свойства.

Наличие газовой шапки предполагает предельное насыщение нефти, для принятия корректных подсчетных параметров было настроено уравнение

состояние по усредненным результатам исследования проб и далее нефть в моедли была донасыщена равновесным газом до давления насыщения равного пластовому давлению 32.88 МПа.

Модель настроены на эксперименты:

- контактной конденсации (давление начал конденсации, коэффициент сверхсжимаемости, относительный объем, насыщенность жидкой УВ фазой);
- CVD (насыщенность жидкой УВ фазой, вязкость пластового газа);
- сепаратор-тест (КГФ, плотность стабильного конденсата).

Настройка модели осуществлялась в программном комплексе «PVTsim». Модель основана на 3-х параметрическом уравнении состояния Пенга-Робинсона, для вязкости использовалась корреляция Лоренца-Брзя-Кларка.

Результаты настройки приведены в приложении 3.13.

На основе имеющихся моделей были выгружены файлы для композиционного моделирования и таблицы Black Oil для моделирования в E100. (Таблица 3.7- 3.8)

Таблица 3.7

Свойства нефти и газа при снижении пластового давления для пласта БТ<sub>17</sub>

Давление, бар	Свойства нефти			Свойства газа	
	Газосодержание м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Объемный коэффициент	Вязкость, сП	Объемный коэффициент	Вязкость, сП
335.7	128.7284	1.328	0.5584	0.0037	0.05499
300	128.7284	1.3376	0.5164	0.0039	0.05153
250	128.7284	1,3527	0.459	0.0044	0.04548
200	128.7284	1.3704	0.4031	0.0053	0.03762
169.97	128.7284	1.3715	0.3998	0.0053	0.03711
150	94.6977	1.2906	0.5084	0.007	0.02945
100	61.7173	1.2106	0.6769	0.0107	0.02303
50	31.3629	1.1346	0.9354	0.0227	0.01901
35	22.8157	1.1128	1.0364	0.0331	0.01819
1.0132	0	1.0363	3.3294	2.37	0.01567

Таблица 3.8

Свойства нефти и газа при снижении пластового давления для пласта БТ<sub>14</sub>

Давление , бар	Свойства нефти			Давление , бар	Свойства газа		
	КГФ м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Объемный коэффициен т	Вязкость , сП		Объемный коэффициен т	Газовы й фактор м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Вязкость , сП
328.8	232.6 0	0.00376	0.0347	328.8	1.596	228.8	0.257
322.8	228.8 2	0.00380	0.0336	322.8	1.584	223.36	0.266
300	214.34	0.00396	0.0296	300	1.538	202.98	0.290
250	179.38	0.00446	0.0213	250	1.444	162.23	0.356
200	136.41	0.00533	0.0146	200	1.358	125.57	0.449
150	96.37	0.007	0.0111	150	1.280	92.08	0.589
100	69.30	0.01073	0.0099	100	1.205	61.16	0.809
50	62.60	0.0266	0.0097	50	1.131	32.03	1.175
25	84.08	0.04724	0.095	25	1.093	17.52	1.462
5	292.9 9	0.2564	0.00896	1.0.132	1.035	0	5.038

**Создание флюидальной модели для газоконденсатных залежей**

На месторождении выделена одна газоконденсатная залежь БТ<sub>17</sub>, при этом БТ<sub>14</sub> является нефтяным с газовой шапкой.

Модель основана на 3-х параметрическом уравнении состояния Пенга-Робинсона, для вязкости использовалась корреляция Лоренца-Брэя-Кларка.

Настройка модели осуществлялась пошагово с использованием нелинейной регрессии. В настройке использовались переменные-критическая температура, критическое давление, ацентрический фактор псевдофракций.

Модель настроена на эксперименты:

- контактной конденсации (давление начал конденсации, коэффициент сверхсжимаемости, относительный объем, насыщенность жидкой УВ фазой);
- CVD (насыщенность жидкой УВ фазой, вязкость пластового газа);
- сепаратор-тест (КГФ, плотность стабильного конденсата).

Газоконденсатная залежь БТ17 охарактеризована двумя глубинными пробами отобранных пластоиспытателем MDT. Результаты настройки приведены в приложении 4.

На основе имеющихся моделей были выгружены файлы для композиционного моделирования и таблицы Black Oil для моделирования в E100. (Таблица 3.9)

Таблица 3.9

Свойства газа и конденсата при снижении пластового давления для пласта

БТ<sub>17</sub>

Давление, бар	Свойства газа			Свойства конденсата		
	КГФ м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Объемный коэффициент	Вязкость, сП	ГФ м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Объемный коэффициент	Вязкость, сП
337,5	314.32	0.00388	0.0354	474.10	2.3112	0.732
326	309.45	0.00395	0.0343	453.25	2.2663	0.737
300	297.71	0.00414	0.0318	413.79	2.1886	0.75
250	257.46	0.00466	0.0268	341.02	2.0406	0.774
200	209.60	0.00557	0.0221	254.83	1.8211	0.797
150	166.83	0.00731	0.0181	176.82	1.6101	0.821
100	131.4	0.01119	0.0152	106.99	1.4108	0.845
50	123.16	0.0236	0.0135	46.28	1.2272	0.869
20	185.02	0.06241	0.0127	15.86	1.1309	0.883
10	305.57	0.13017	0.0123	6.14	1.0977	1.145

Газовые шапки нефтегазоконденсатных залежей пласта БТ14 охарактеризованы исследованием одной пробы. Наличие нефтяной оторочки предполагает единые свойства компонентов для нефти и газа при

композиционном моделировании, настраивалась единая флюидальная модель. Результаты настройки представлены в приложении 3.14.

### **Начальные условия**

Начальное распределение насыщенности в фильтрационную модель было перенесено из геологической модели. В нефтяной залежи пласта БТ17 в начальном состоянии свободного газа не содержится, начальная газонасыщенность принимается равная нулю. В пласте БТ14 в начальном равновесии находятся свободный газ и нефть. Для начального состояния залежи задаются отметки ВНК/ГВК, при необходимости – ГНК, по каждому пласту и значение давление на опорной глубине.

В таблице 3.10 представлены регионы уравнивания, принятые в фильтрационной модели.

Таблица 3.10

#### **Параметры регионов уравнивания**

Пласт	Опорная глубина, м	Пластовое давление на опорной глубине, МПа	Глубина ВНК, м.	Глубина ГНК, м.	Глубина ГВК, м.
БТ14 (р-н 702)	3051,5	32,8	3075	3051	-
БТ14 (р-н 708)	3061	32,8	3075	3053	-
БТ14 (р-н 709)	3098,5	32,8	3165	3074	-
БТ17 (нефть)	3273	33,57	3298	-	3258
БТ17 (газ)	3247	33,57	-	-	3769,7

На части областей, где отсутствует связь с водонапорной системой, задавалось условие непроницаемости, то есть отсутствия потока через границу.

### **Моделирование скважин**

Этапу прогноза предшествовал этап «настройки» модели по фактическим дебитам жидкости (нефтяные объекты), газа (газовые объекты)

и отработанному времени. Так как месторождение не вводилось в промышленную разработку, настройка проводилась на результаты опробования, испытания и исследования скважин.

Для каждой скважины задавались:

- координаты скважин на сетке;
- интервалы перфорации;
- коэффициент эксплуатации;
- скин-фактор.

В качестве критерия адекватности модели фактическим показателям разработки выбрано соответствие:

- отборов жидкости, нефти и газа по скважине;
- уровней пластовых и забойных давлений.

Контроль работы скважин осуществлялся: для газовых скважин: по дебиту жирного/сухого газа в зависимости от того используется ли на конкретном режиме сепараторная установка для отдельного учета газ и конденсата.

Для нефтяных скважин: по дебиту нефти.

Анализ точности настройки модели проводился на основе построение кросс-плотов «модель-факт» и представлены в приложении 3.15.

Настройка продуктивности скважин производилась путем изменения проницаемости, скин-фактора и проводимости в ячейках. Проницаемость корректировалась введением локальных множителей в точках пластопересечения скважин и интерполяции этих множителей между скважинами.



## ГЛАВА 4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для возможности проектирования разработки месторождения R выделяются эксплуатационные объекты, при обосновании которых учитывается ряд факторов:

геологические факторы, т.е. границы распространения залежей в пределах рассматриваемого месторождения, величины запасов нефти, газа и конденсата, степень разобщенности объектов, выбранных для разбуривания самостоятельной или единой сетками;

гидродинамические факторы, рассматриваемые с позиции связанности пластовых систем, энергетического состояния залежей, характера насыщающих их флюидов, фильтрационно-емкостных свойств залежей;

экономические факторы, с позиции выделения зон подвижных запасов, обеспечивающих рентабельную добычу при выбранной плотности сетки скважин.

Опираясь на вышеизложенные факторы в пределах ЛУ месторождения были выделены следующие эксплуатационные объекты:

- Газоконденсатнефтяной объект – пласт БТ<sub>14</sub>;
- Газоконденсатный объект – пласты БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>;
- Нефтяной объект – пласт БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>.

В таблице 4.1 отображены основные характеристики данных эксплуатационных объектов.

Таблица 4.1

Параметры объектов БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub>.

Параметры	Ед. изм.	БТ <sub>14</sub>	БТ <sub>17-1</sub>		БТ <sub>17-2</sub>
		р-н скв. 8Р(ГНК)	р-н скв. 8Р(ГК)	р-н скв. 6Р(Н)	р-н скв. 8Р(ГК)
НЕФТЬ, тыс.т	тыс.т	11577	5294		-
Раств.ГАЗ, млн м <sup>3</sup>	млн м <sup>3</sup>	880	247		-
ГАЗ ГШ, млн м <sup>3</sup>	млн м <sup>3</sup>	2445	-		-
Своб.ГАЗ, млн м <sup>3</sup>	млн м <sup>3</sup>	-	30604		1107
КОНДЕНСАТ, тыс.т	тыс.т	549	9217		334
Кровля	м	-3047	-3210	-3248	-3236
ВНК	м	-3080	-	-3298	-
ГНК	м	-3051	-	-	-

Продолжение таблицы 4.1

Параметры	Ед. изм.	БТ14	БТ17-1		БТ17-2
		р-н скв. 8Р(ГНК)	р-н скв. 8Р(ГК)	р-н скв. 6Р(Н)	р-н скв. 8Р(ГК)
ГВК	м	-	-3285	-	-3285
Тип залежи	-	Пластово-свод., лит.огранич.			
Тип коллектора	-	Терригенный поровой			
Площадь нефте/газосносности	тыс.м2	30044/4255	нет/104595	18630/нет	нет/15064
Сред.общ.толщ	м	15	17	17	12
Сред.эф.нефтенасыщ.толщ	м	5	-	5,1	-
Сред.эф.газонасыщ.толщ	м	2,1	11,5	-	3,7
Сред.эф.водонасыщ.толщ	м	3	3,2	-	-
Кп газ/нефт.части (по ГИС)	доли ед.	0,23/0,18	0,16/нет	нет/0,16	0,16/нет
Кнефтенасыщ.пласта	доли ед.	0,51	-	0,56	-
Кгазонасыщ.пласта	доли ед.	0,77	0,6	-	0,47
Кпр нефть	мД	13,9	-	30	-
Кпр газ	мД	22,3	34,9	-	8,6
Кпесчанности	доли ед.	0,38	0,6	0,34	0,44
Красчлененности	Ед.	3,6	4,6	5	2,7
Тпл.нач	С	77,3	86	86	86
Рпл.нач	МПа	32,8	33,6	33,6	33,6
Вязк.нефти, пл.усл.	мПа*с	0,27	-	0,59	-
Плотн.нефти, пл.усл.	кг/м3	627	-	701	-
Плот.нефти, поверх.усл.	кг/м3	809	-	810	-
Объемн.коэф.нефти	доли ед.	1,6	-	1,312	-
Содерж.серы в нефти	%	0,1	-	0,1	-
Содерж. Парафинов в нефти	%	4,32	-	4,32	-
Рнасыщенности нефти газом	МПа	32,8	-	19,7	-
Газосодержание	м3/т	281	-	155,7	-
Рначала конденсации	МПа	32,8	32,6	-	32,6
Плот.конденсата в станд.усл.	кг/м3	773	750	-	750
Вязк.конденсата в станд.усл.	мПа*с	1,156	0,764	-	0,764
Потенц.содерж.стаб.конденсата в пласт.газе (C5+)	г/м3	215	284	-	284
Вязк.газа в пласт.усл.	мПа*с	0,035	0,035	-	0,035
Плотн.газа в пласт.усл.	кг/м3	0,268	0,276	-	0,276
Ксверхжим. газа	доли ед.	0,97	0,981	-	0,981
Вязк.воды в поверхн.усл.	мПа*с	0,379	0,345	0,345	0,345
Плотн.воды в поверхн.усл.	кг/м3	1002,5	1002,5	1002,5	1002,5
Ксжим.	1/Мпа*10(-4)				
нефти		28	-	15,3	-
воды		4,15	4,22	4,22	4,22
породы		0,45	4	4	4

Пласт БТ<sub>14</sub> характеризуется сложным геологическим строением, представлен тремя газоконденсатнонефтяными залежами, разделенными литологическим экраном: район скважин № 46Р, № 8Р и № 24Р. Залежи сложены прерывистым коллектором с малыми нефтенасыщенными толщинами и невысокой проницаемостью. Относительно лучшими ФЕС характеризуется залежь в районе скв.№ 8Р, которая является основной по запасам нефти объекта и наиболее изученной частью пласта. Средняя

эффективная нефтенасыщенная мощность в районе скв № 8Р равна 5 м, а газонасыщенная около 2-х метров. ВНК находится на глубине 3080м, ГНК – 3051м. Пласт БТ<sub>14</sub> представлен на рисунке 4.1.

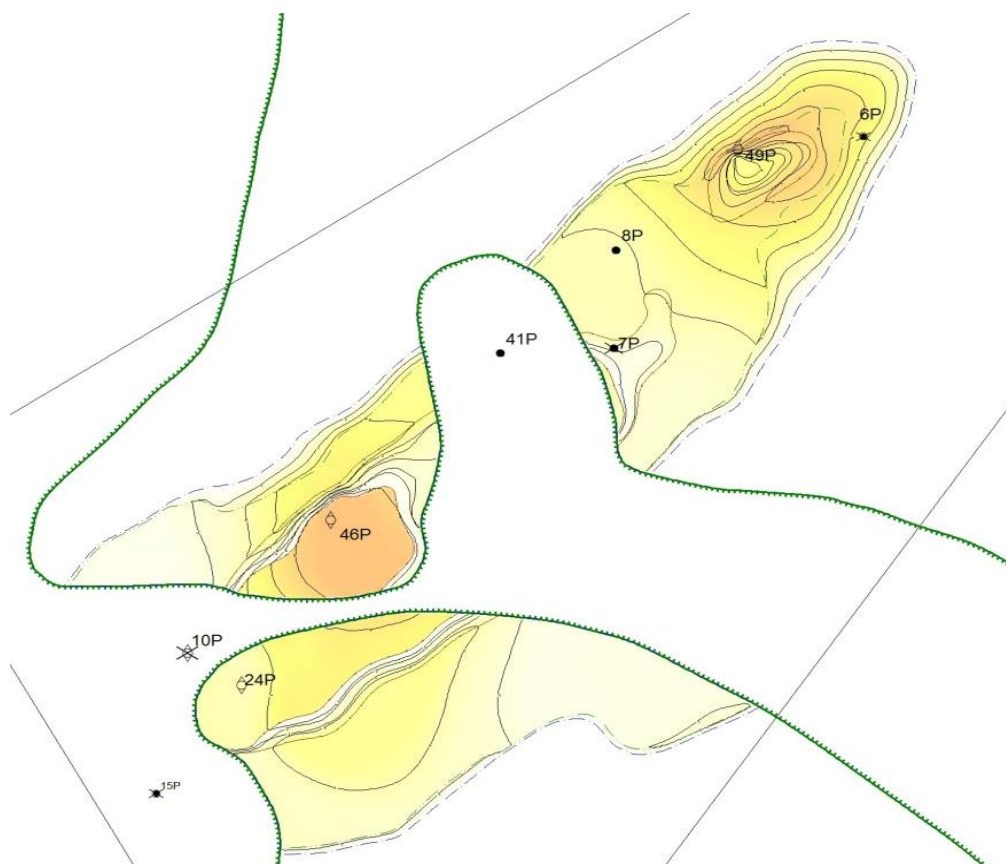


Рисунок 4.1 – Газоконденсатнонефтяной пласт БТ<sub>14</sub>

Пласт БТ<sub>17</sub> представляет собой две литологически экранированные залежи в двух пластах, содержащие газ и конденсат, а также литологически экранированную северо-восточную нефтяную часть пласта (Рисунок 4.2). С эффективными газонасыщенными толщами 11,5м – БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> и 3,7м – БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>, эффективной нефтенасыщенной толщиной БТ<sub>17</sub><sup>1</sup> – 5,1 м, согласно запасам Р50 при уровне ГВК 3285м в обеих газоконденсатных залежах, и уровнем ВНК на глубине 3298м в нефтяной части пласта.

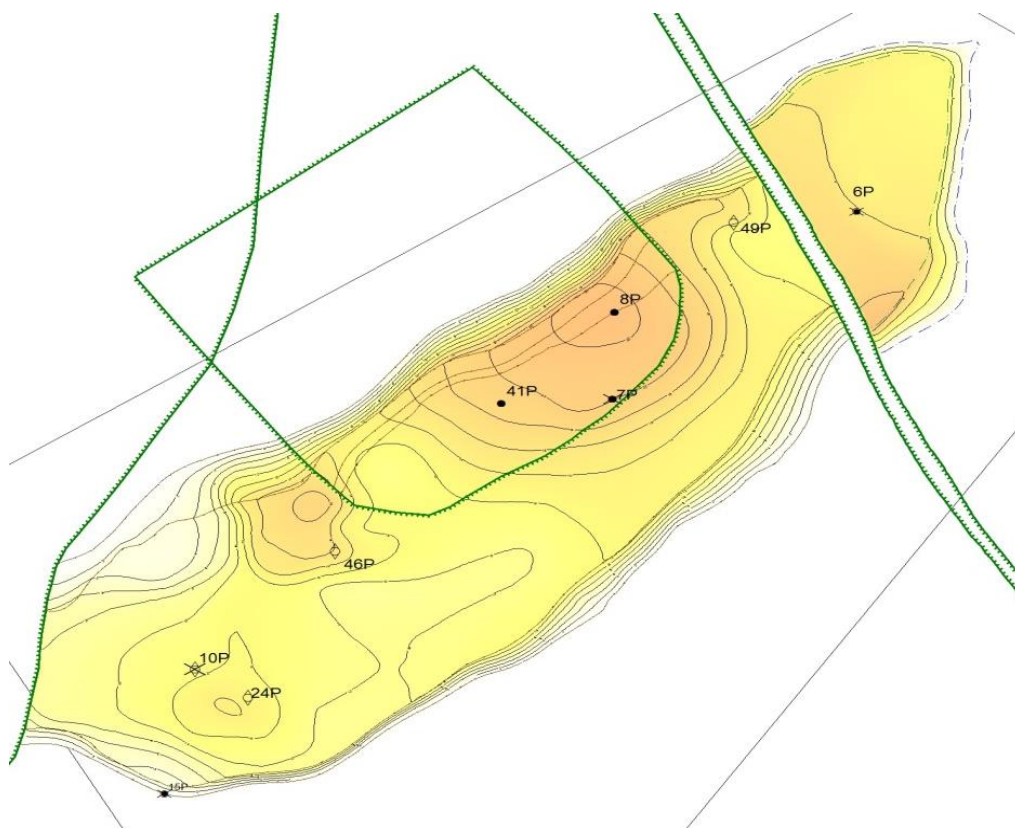


Рисунок 4.2 – Газоконденсатный пласт БТ<sub>17</sub>

Основной целью данной работы является выбор рациональных вариантов разработки для объектов нашего месторождения, которые обеспечат достижение максимальных показателей по выработке запасов нефти, газа и конденсата, при экономически оправданном вложении инвестиций.

В концепцию формирования вариантов разработки месторождения R заложены следующие принципы:

- выделены три эксплуатационных объекта разработки: БТ<sub>14</sub>(газоконденсатнонефтяная залежь), БТ<sub>17</sub> (нефтяная залежь), БТ<sub>17</sub> (газоконденсатная залежь);
- ввиду низкой изученности, сложного строения и необходимости опробования ГРП в условиях залегания продуктивных пластов месторождения R, выделены участки опытно-промышленной разработки;
- при технической возможности расконсервации разведочных скважин, интеграция их в систему разработки;

- способ эксплуатации по нефтяным скважинам – механизированный, по газовым скважинам - фонтанный.

Очередность работы с выделенными тремя объектами принята такая: в первую очередь принимается в разработку наиболее перспективный по запасам объект БТ<sub>17</sub> с запасами газа более 30 млн.м<sup>3</sup> и конденсата более 9 млн.тыс.т., далее рассматривается разработка нефтяной оторочки и газовой шапки пласта БТ<sub>14</sub> и последней задействуется нефтяная залежь БТ<sub>17</sub>.

В целом по объектам нефтяного и газового промысла рассмотрено по три варианта разработки. На основе цифровых геолого-технологических и гидродинамических моделей месторождения получены прогнозные технологические показатели разработки. По результатам экономических расчетов сформирован суммарный вариант освоения данного месторождения, включающий лучшие варианты по объектам разработки.

Во избежание многовариантности расчётов, проектирование разработки производилось на вероятные запасы Р50.

#### **4.1 Объект БТ<sub>17</sub>. Газоконденсатная залежь**

Объект БТ<sub>17</sub> Объект БТ<sub>17</sub> представлен двумя литологически экранированными залежами в двух пластах. Зона совместного залегания залежей ограничивается площадью газоносности пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> и составляет 14% от площади объекта, на остальной территории пласт заглинизирован. Соответственно, основным газосодержащим пластом (97% запасов газа) в объекте является верхний пласт БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, по кровле которого будет производиться проводка горизонтальных скважин. Объект характеризуется средней фильтрационно-емкостной характеристикой.

Определение набора вариантов разработки производилось на основе многовариантных расчётов на гидродинамических моделях.

Разработку данного объекта предполагается осуществлять в режиме истощения по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 3000 м, к бурению планируется девять горизонтальных скважин с пятью кустовыми площадками, с горизонтальными стволами скважин 1000 м и проведением

МГРП с целью увеличения темпов отборов и продления периода постоянной добычи в рамках инвестиционной политики компании.

Таким образом, по газоконденсатной залежи объекта БТ<sub>17</sub> рассмотрено три варианта разработки, которые отличаются количеством скважин и длинами ГС, а также темпами отборов. В целом, концепция формирования вариантов разработки объекта БТ<sub>17</sub> следующая:

вариант 1 – равномерная сетка 3000х3000м с разбуриванием ГС (L=1000 м) с МГРП, темп отбора 7%,

вариант 2 – равномерная сетка 2000х2000м с разбуриванием ГС (L=1000 м) с МГРП, темпа отбора до 7%,

вариант 3 – проектным фондом второго варианта, но с уменьшением длины ГС (L=800 м) с МГРП.

Начало промышленной разработки планируется в 2026 году после проведения опытно-промышленных работ и обустройством газового промысла на объекте БТ<sub>17</sub> с целью получение дополнительной геолого-промысловой информации для дальнейшего планирования бурения ГС.

### ***Участок ОПР***

Основная задача опытно-промышленных работ – испытание новых технических средств и технологий разработки, оценка перспектив разработки и продуктивности объекта БТ<sub>17</sub>. Опытно-промышленные работы на газоконденсатной залежи объекта БТ<sub>17</sub> планируется начать в 2020 году в районе куста № 3 посредством бурения наклонно-направленной скважины, а также опробования технологий разработки горизонтальными скважинами с величинами горизонтальных участков 800 и 1000м. На данном участке ОПР планируется проведение испытаний, комплекса ПГИ, ГДИ, ГКИ, ВСП для изучения околоскважинного пространства с целью дальнейшего проектирования бурения ГС (Рисунок 4.3). В скважинах планируется опробование технологии ГРП с изучением параметров продуктивности до и после проведения гидроразрыва пласта. ОПР будут реализовываться в

соответствии с запланированной программой исследовательских работ в течение 3-х лет (2020-2022 гг.).

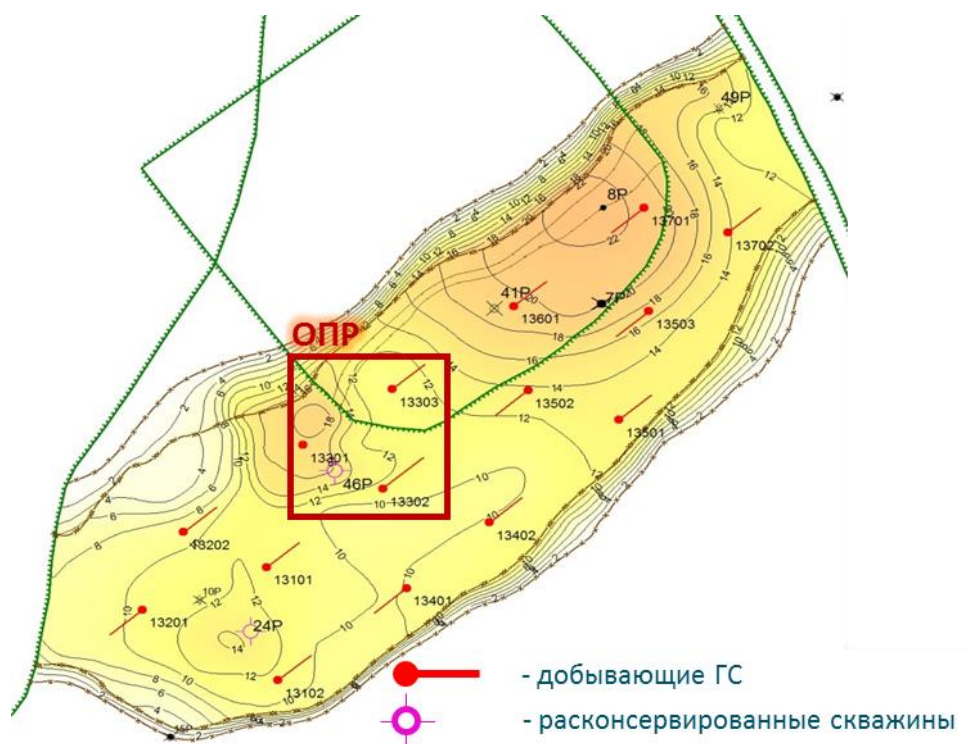


Рисунок 4.3 – Участок ОПР газоконденсатной залежи объекта БТ<sub>17</sub>

Основные показатели на период ОПР:

Накопленные показатели:

Добычи свободного газа – 252 млн м<sup>3</sup>. Добычи конденсата – 92 тыс.т.

КИГ – 0,008. КИК – 0,010.

Общий фонд скважин (ОПР) – 3 добывающие скважины (1 ННС, 2 ГС).

Во всех вариантах разработки учтен период опытно-промышленной разработки, предшествующий полномасштабной разработке.

**Вариант 1** предусматривает разработку объекта в режиме истощения по квадратной сетке горизонтальных скважин с расстоянием 3000 м, объединенных в 3 куста, с темпом отбора 7%.

Общий фонд скважин – 11, в т.ч. 11 добывающих, 7 ГС 1000м, 1 ГС 800м, 1 ННС, 2 расконсервированные скважины из разведочного бурения.

Фонд скважин к бурению – 6 добывающих.



Накопленные показатели разработки:

Добычи свободного газа – 24827,1 млн м<sup>3</sup>. Добычи конденсата – 4502 тыс. т. Срок разработки – 50 лет. КИГ – 0,783. КИК – 0,471.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.4.

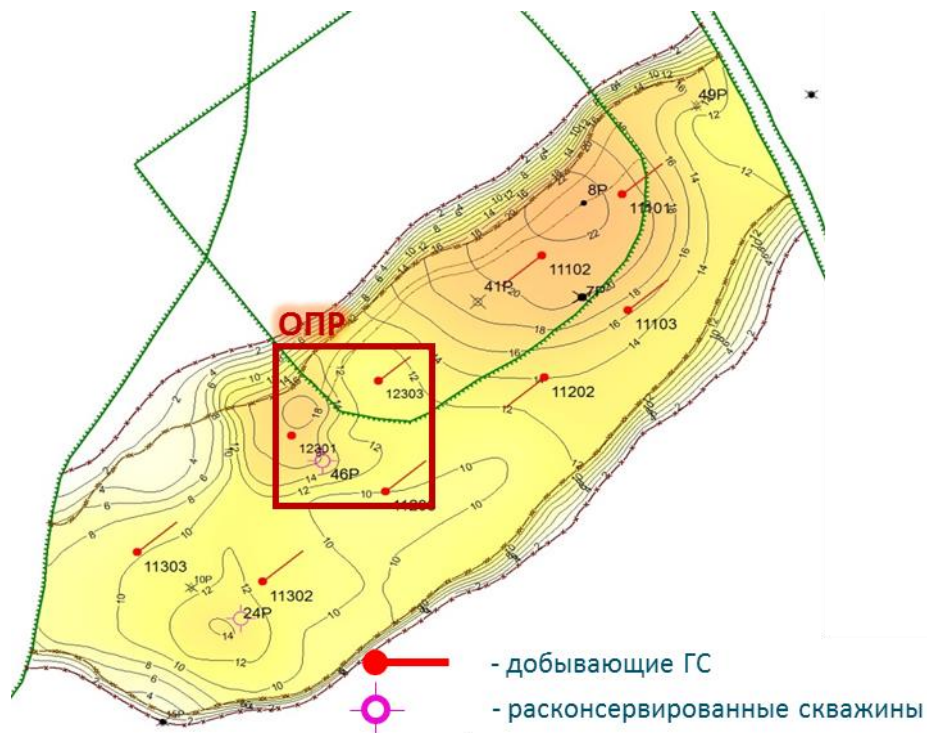


Рисунок 4.4 – Схема расположения проектного фонда газоконденсатной залежи объекта БТ<sub>17</sub> вариант 1

**Вариант 2** сформирован на базе варианта 1, предусматривает увеличение плотности сетки скважин (расстояние между скважинами-2000м), сгруппированных в 7 кустов.

Общий фонд скважин – 17, в т.ч. 17 добывающих, 13 ГС 1000м, 1 ГС 800м, 1 ННС, 2 расконсервированных скважины из разведочного бурения.

Фонд скважин к бурению – 12 добывающих.

Накопленные показатели разработки:

Добычи свободного газа – 25169,3 млн м<sup>3</sup>. Добычи конденсата – 4386 тыс. т. Срок разработки 41 года. КИГ – 0,794, КИК – 0,459.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.5.



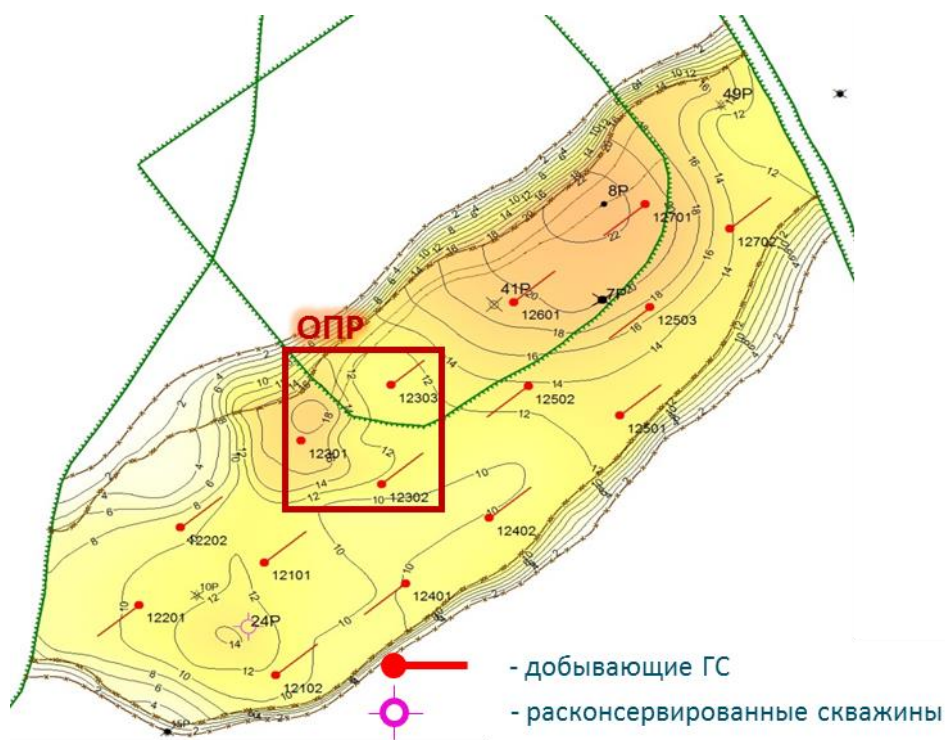


Рисунок 4.5 – Схема расположения проектного фонда газоконденсатной залежи объекта БТ<sub>17</sub> вариант 2

**Вариант 3** сформирован на базе варианта 2, но предусматривает уменьшение ГС до 800м с целью поиска оптимальной длины ГС для получения максимальной экономической эффективности.

Общий фонд скважин – 17, в т.ч. 17 добывающих, 13 ГС 800м, 1 ГС 1000м, 1 ННС, 2 расконсервированных.

Фонд скважин к бурению – 12 добывающих (12 ГС).

Накопленные показатели разработки:

Добычи свободного газа – 29051 млн м<sup>3</sup>. Добычи конденсата – 4584 тыс. т. Срок разработки 45 года.КИГ – 0,916, КИК – 0,480.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.6.

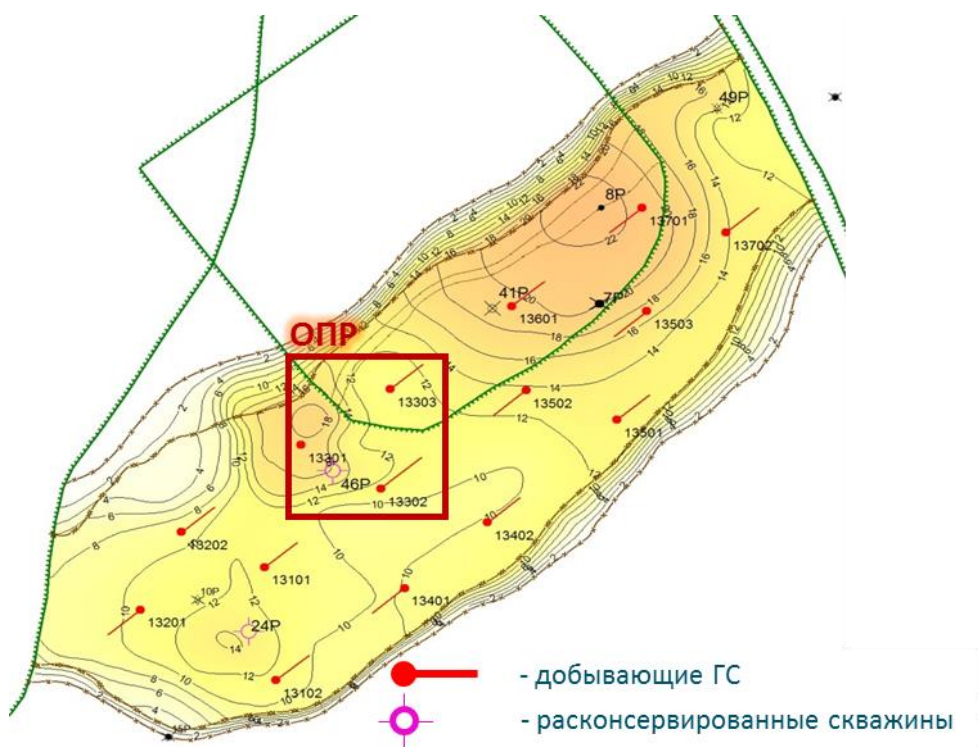


Рисунок 4.6 – Схема расположения проектного фонда газоконденсатной залежи объекта БТ<sub>17</sub> вариант 3

Относительно 3-го варианта 2-й вариант не показывает прирост по накопленной добыче конденсата при одинаковом отборе газа. При этом происходит увеличение капитальных и эксплуатационных затрат, что делает проект менее привлекательным с позиции экономики. На рисунке 4.7-4.8 отображены основные технологические показатели разработки газоконденсатного объекта БТ<sub>17</sub>.

К реализации рекомендуется 3 вариант разработки основного газового объекта БТ<sub>17</sub> (газоконденсатная залежь) горизонтальными скважинами длиной 800 м - дальнейшее увеличение длины горизонтального участка экономически неэффективно.

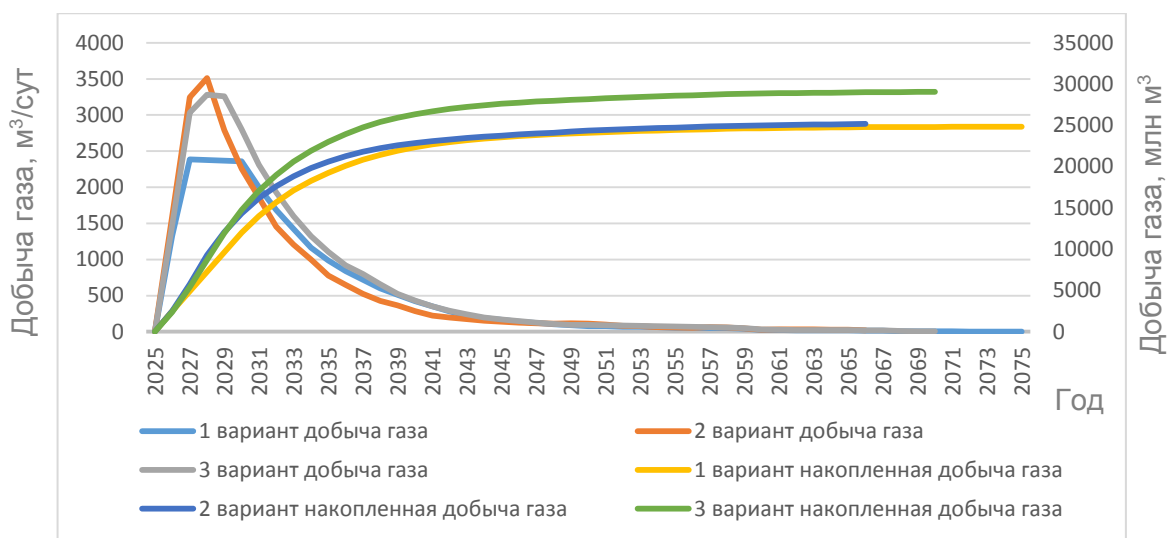


Рисунок 4.7 – Профиль добычи газа по вариантам разработки газоконденсатной залежи объекта БТ<sub>17</sub>

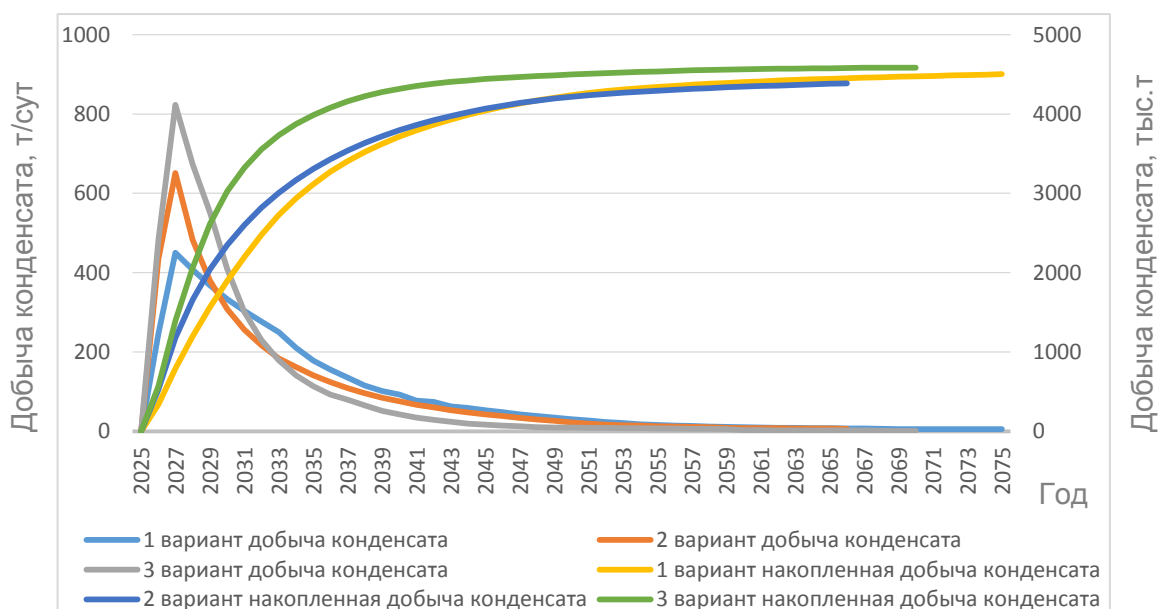


Рисунок 4.8 – Профиль добычи конденсата по вариантам разработки газоконденсатной залежи объекта БТ<sub>17</sub>

#### 4.2 Объект БТ<sub>14</sub>. Газоконденсатнонефтяная

Объект характеризуется сложным геологическим строением, представлен тремя газоконденсатнонефтяными залежами, разделенными литологическим экраном: район скважин № 46Р, № 8Р и № 24Р. Газовые шапки достаточно обширные, занимают от 15 до 45 % продуктивной площади залежей, водонефтяные зоны – от 5 до 40 %. Залежи сложены прерывистым коллектором с малыми нефтенасыщенными толщинами и невысокой проницаемостью. Относительно лучшими ФЕС характеризуется

залежь в районе скв.№ 8Р, которая является основной по запасам нефти объекта (60 %).

Определение набора вариантов разработки производилось на основе многовариантных расчётов на гидродинамических моделях.

Таким образом, по объекту БТ<sub>14</sub> выбрано и рассмотрено три варианта разработки, отличающиеся системами размещения и плотностью сеток скважин.

С целью интенсификации притока при освоении скважин во всех вариантах планируется проведение МГРП.

Перед началом разработки данного объекта, запланирован ввод ОПР. Опытно-промышленные работы на газоконденсатнонефтяной залежи объекта БТ<sub>14</sub> планируется начать в 2031 году в районе куста № 1 посредством бурения одной наклонно-направленной скважины, а также опробования технологий разработки горизонтальными скважинами с величинами горизонтальных участков 800 и 1000м. На данном участке ОПР планируется проведение испытаний, комплекса ПГИ, ГДИ, ГКИ, ВСП для изучения околоскважинного пространства с целью дальнейшего проектирования бурения ГС (Рисунок 9). В скважинах планируется опробование технологии ГРП с изучением параметров продуктивности до и после проведения гидроразрыва. ОПР будут реализовываться в соответствии с запланированной программой исследовательских работ в течение 3-х лет (2031-2033 гг.).

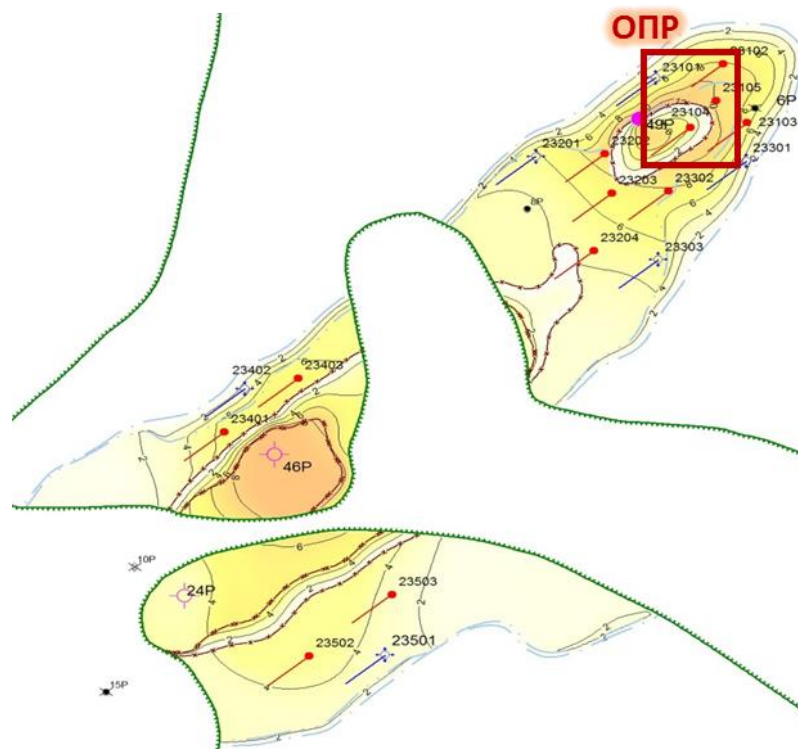


Рисунок 4.9 – Участок ОПР газоконденсатнонефтяной залежи объекта БТ<sub>14</sub>

**Вариант 1** подразумевает рядную систему разработки с расстоянием между рядами 750 м горизонтальными скважинами с длиной ГС 500 м и проведением ГРП на добывающем и нагнетательном фонде. Для предотвращения прорыва газовых шапок в районе скважин 46P и 24P предусмотрены нагнетательные скважины.

Общий фонд скважин – 54, в том числе 50 ГС 500 м (24 добывающих нефтяных, 26 нагнетательных), 1 ГС 1000м, 1 ГС 800м, 1 ННС, 1 расконсервированных скважины из разведочного бурения.

Фонд скважин к бурению – 50.

Накопленные показатели разработки:

Добыча нефти – 3959 тыс. т. Добыча жидкости – 13202 тыс. т. Закачка воды – 17597 тыс. м<sup>3</sup>. Добыча растворенного газа – 1102 млн м<sup>3</sup>. Добычи газа газовых шапок – 2220 млн м<sup>3</sup>. Добычи конденсата – 298 тыс. т. Срок разработки 70 лет. КИН – 0,342, КИГ – 0,908, КИК – 0,543; Кохвата – 0,726; Квытеснения – 0,471.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.10.

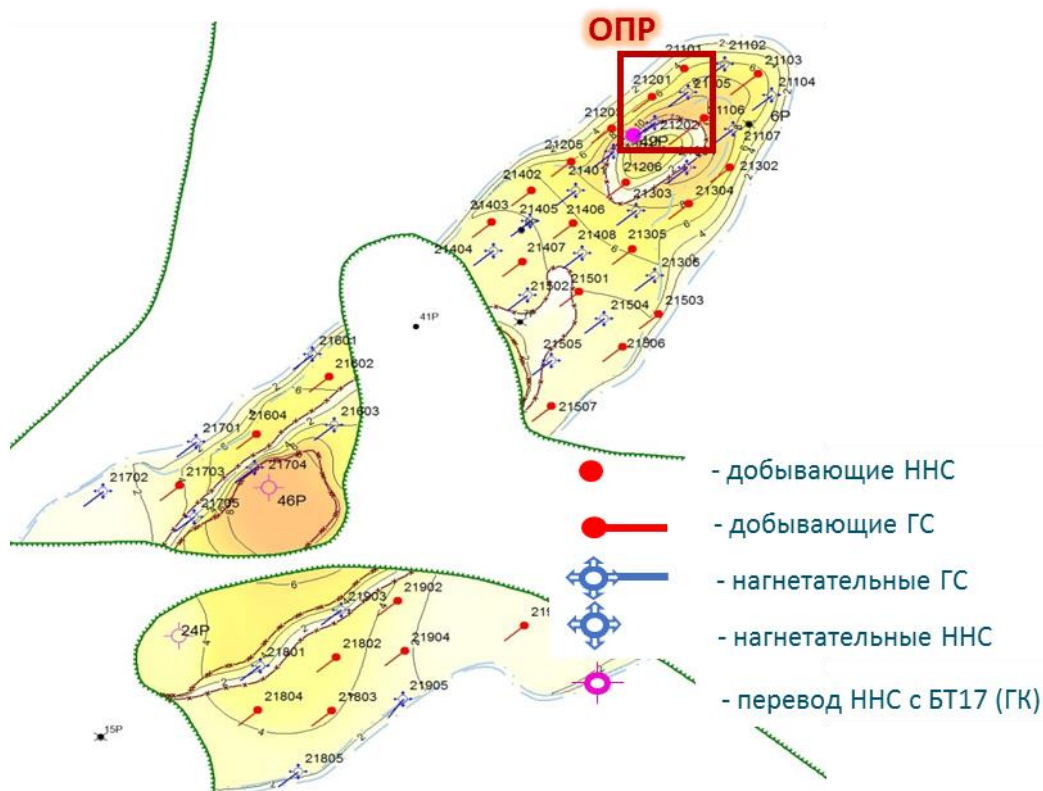


Рисунок 4.10 – Схема расположения проектного фонда газоконденсатнонефтяной залежи объекта БТ<sub>14</sub> вариант 1

**Вариант 2** сформирован на основе сокращения объемов бурения путем увеличения горизонтальных участков ГС (L=800м) и расположением скважин по трехрядной сетке.

Общий фонд скважин – 29, в том числе 22 ГС 800 м (14 добывающих, 8 нагнетательных), 1 ГС 1000м, 5 ННС (4 нагнетательных), 1 расконсервированны.

Фонд скважин к бурению – 25, а том числе 25 добывающих.

Накопленные показатели разработки:

Добыча нефти – 3635 тыс. т. Добыча жидкости – 10202 тыс. т. Закачка воды – 14024 тыс. м<sup>3</sup>. Добыча растворенного газа – 1012 млн м<sup>3</sup>. Добычи газа газовых шапок – 2201 млн м<sup>3</sup>. Добычи конденсата – 296 тыс. т. Срок разработки 92 года. КИН по объекту БТ<sub>14</sub> достигнет значения 0,314, КИГ – 0,900, КИК – 0,539. Коэффициент охвата выработкой составит 0,666 при коэффициенте вытеснения – 0,471.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.11.



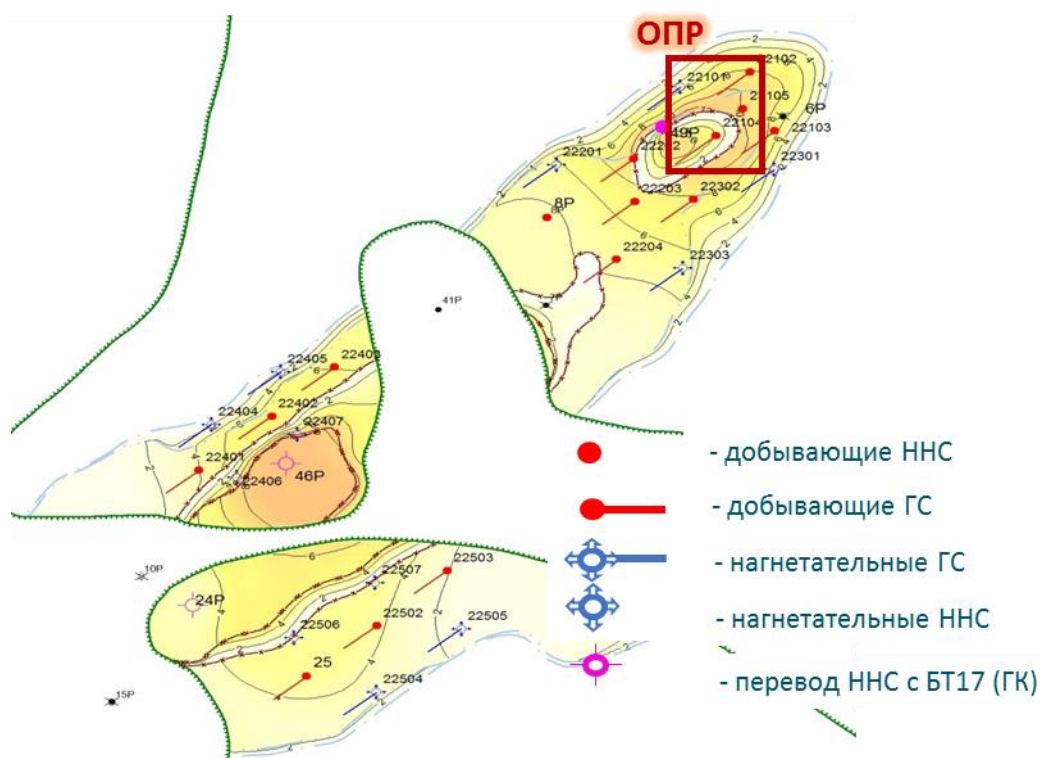


Рисунок 4.11 – Схема расположения проектного фонда газоконденсатнонефтяной залежи объекта БТ<sub>14</sub> вариант 2

**Вариант 3** направлен на оптимизацию решений варианта 2 – сокращение фонда скважин при увеличении длины горизонтального участка скважины до 1000 м, отказ от ППД в пригазовой зоне (приобщается газонапорный режим разработки).

Общий фонд скважин – 19, в том числе 16 ГС 1000 м (10 добывающих, 6 нагнетательных), 1 ГС 800м, 1 ННС, 1 расконсервированы.

Фонд скважин к бурению – 15.

Накопленные показатели разработки:

Добыча нефти – 3140 тыс. т. Добыча жидкости – 7093 тыс. т. Закачка воды – 7676 тыс. м<sup>3</sup>. Добыча растворенного газа – 874 млн м<sup>3</sup>. Добычи газа газовых шапок – 2201 млн м<sup>3</sup>. Добычи конденсата – 296 тыс. т. Срок разработки 89 лет. КИН – 0,268, КИГ – 0,870, КИК – 0,489. Коэффициент охвата выработкой составит 0,580 при коэффициенте вытеснения – 0,471.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.12.

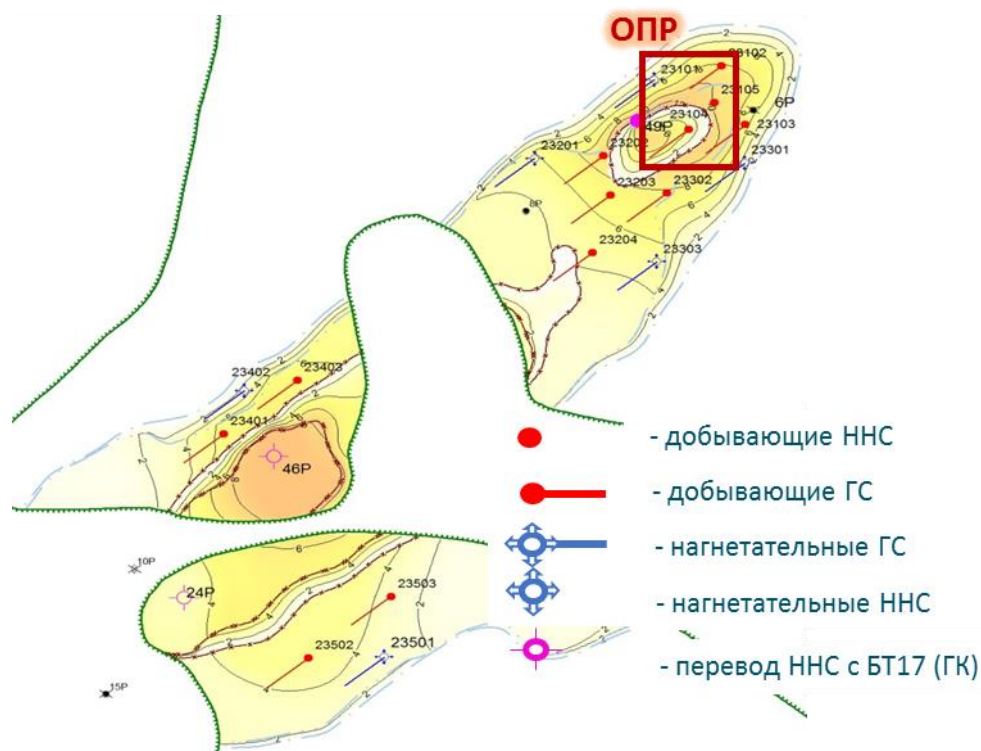


Рисунок 4.12 – Схема расположения проектного фонда газоконденсатнонефтяной залежи объекта БТ<sub>14</sub> вариант 3

Переход на разработку объекта БТ<sub>14</sub> горизонтальными скважинами длиной 1000 м обоснован на секторной модели пласта:

произведены расчеты эксплуатации залежи скважинами с горизонтальными участками от 500 до 1200 м;

проведена экономическая оценка эффективности разработки;

оптимальная длина горизонтальной скважины, характеризующиеся минимальными убытками, для пласта БТ<sub>14</sub> составила 1000 м.

После этого проведены расчеты для обоснования количества стадий ГРП для длины горизонтального ствола 1000 м. Наиболее применимыми для такой длины является ГРП стадийностью 3, 4 и 5. Расчет на секторной модели пласта БТ<sub>14</sub> показал, что оптимальная технико-экономической эффективность достигается при 4-х стадийном ГРП в ГС с длиной горизонтального участка 1000м.

Разработка объекта БТ<sub>14</sub> планируется с 2035 года.



*Добыча газа газовых шапок* осуществляется двумя нефтяными скважинами объекта БТ<sub>14</sub> в восточной зоне залежи и двумя скважинами, переведенными с газоконденсатного объекта БТ<sub>17</sub> после отработки на нем, в районах скв. №46Р и 24Р (Рисунок 4.13).

На рисунках 4.14-4.18 приведены профили добычи нефти, газа и конденсата по предложенным вариантам разработки объекта БТ<sub>14</sub>.

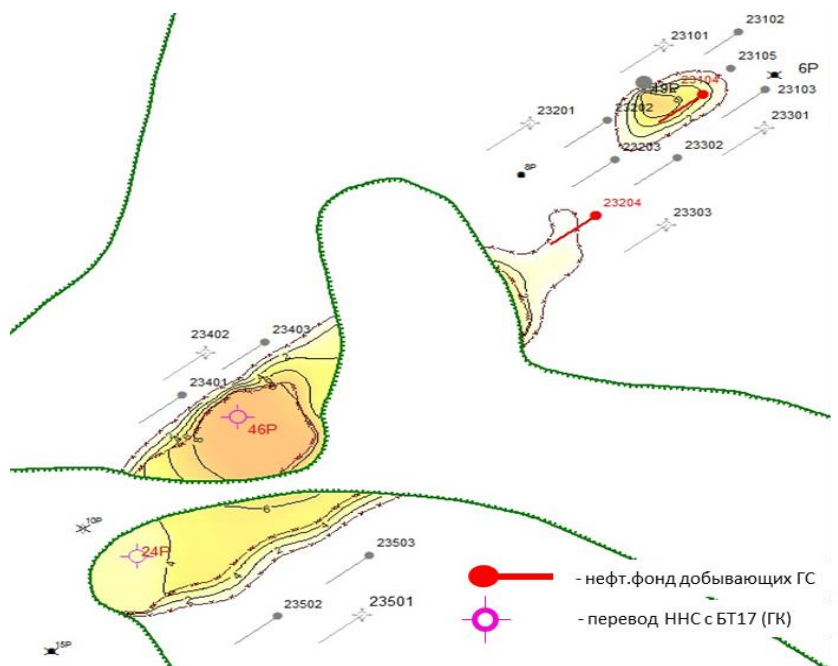


Рисунок 4.13– Схема расположения проектного фонда газовых шапок объекта БТ<sub>14</sub>

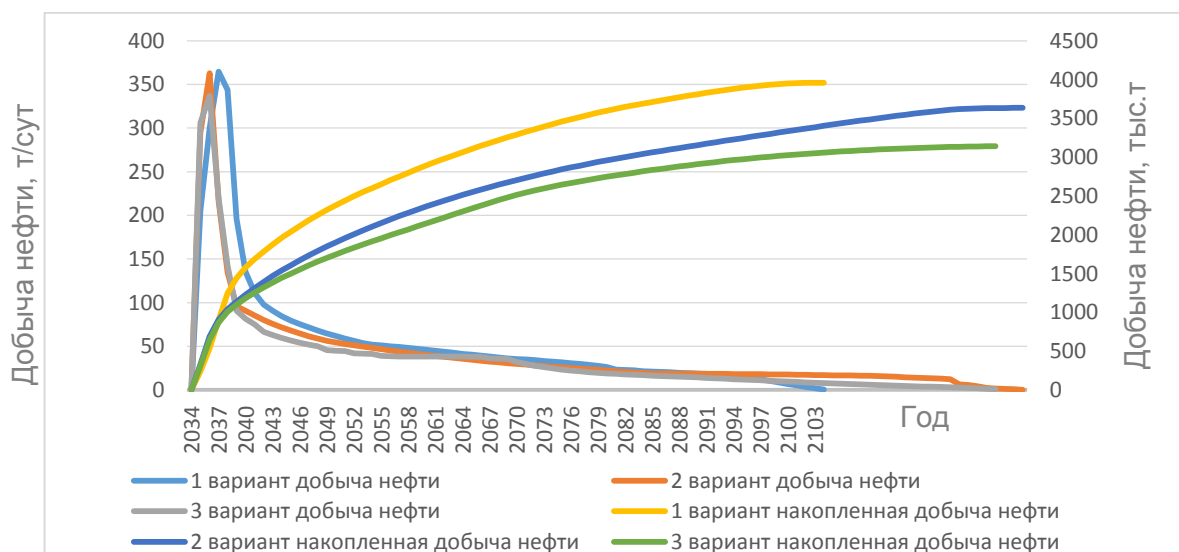


Рисунок 4.14 – Профиль добычи нефти по вариантам разработки объекта БТ<sub>14</sub>

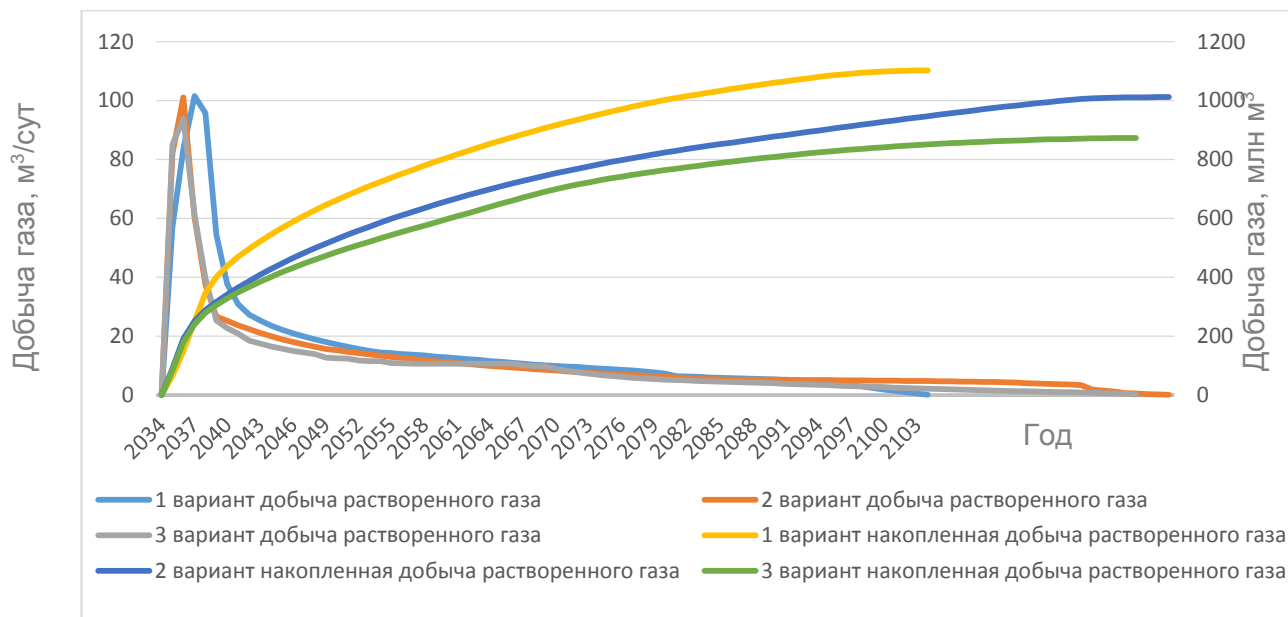


Рисунок 4.15 – Профиль добычи растворенного газа по вариантам разработки объекта БТ<sub>14</sub>

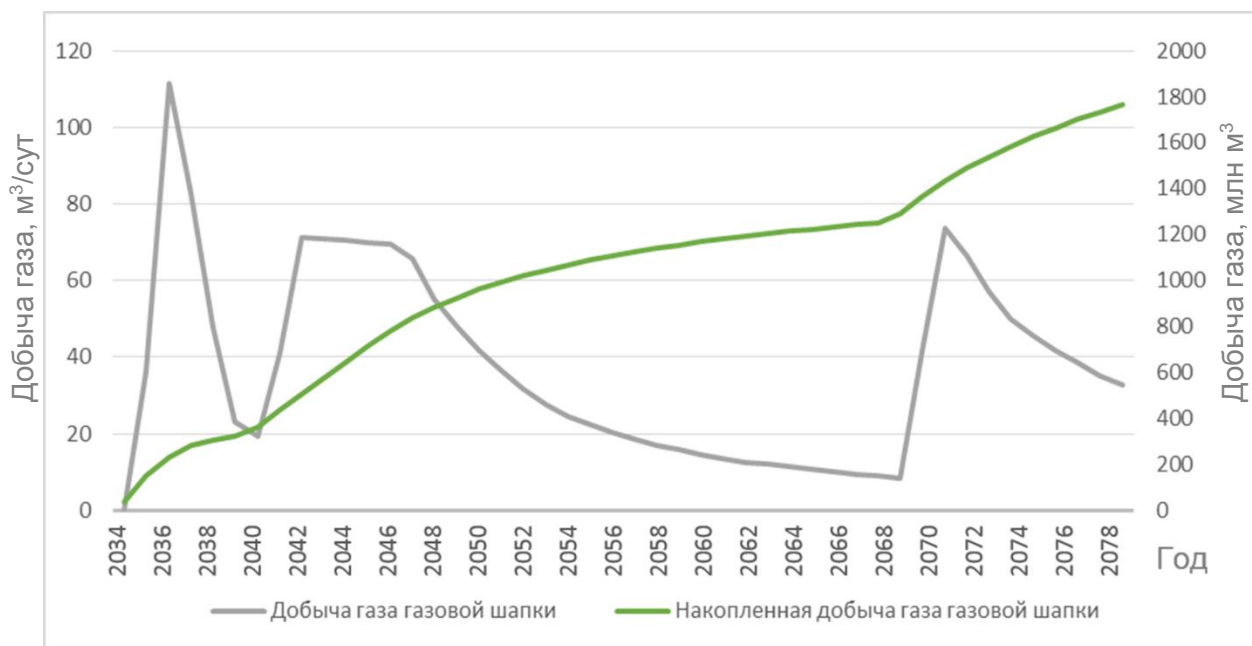


Рисунок 4.16 – Профиль добычи газа из газовой шапки по вариантам разработки объекта БТ<sub>14</sub>

### 4.3 Объект БТ<sub>17</sub>. Нефтяная залежь

Нефтяная залежь пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>, ограниченная в юго-западном направлении литологическим экраном. Залежь вскрыта двумя скважинами, при испытании получены незначительные притоки нефти (до 1,8 м<sup>3</sup>/сут). Пласт сложен расчлененным и прерывистым коллектором со средней фильтрационно-емкостной характеристикой. Для начала полномасштабной разработки данного объекта необходима реализация программы доразведки, в том числе посредством разведочного бурения, и перевод запасов в промышленные категории.

Нами рассмотрены варианты разработки данного объекта с разбуриванием залежи как самостоятельным фондом наклонно-направленных и горизонтальных скважин, так и с использованием скважин вышележащего горизонта БТ<sub>14</sub>.

Таким образом, по нефтяной залежи объекта БТ<sub>17</sub> рассмотрено три варианта разработки, отличающиеся плотностью сеток скважин, способами заканчивания, использованием фонда объекта БТ<sub>14</sub> с зарубкой боковых стволов. ОПР и применение ГРП для данного объекта не предусматривается, ввиду небольшой площади залежи и наличия близко расположенного ВНК.

**Вариант 1** предусматривается формирование семиточечной системы размещения наклонно-направленных скважин с расстоянием между скважин 750м. Разработка объекта начнется в 2035 году одновременно с разработкой объекта БТ<sub>14</sub>.

Общий фонд скважин – 13, в том числе 10 добывающих и 3 нагнетательных.

Фонд скважин к бурению – 13.

Накопленные показатели разработки:

Добыча нефти – 1530 тыс. т. Добыча жидкости – 12959 тыс. т. Закачка воды – 12973 тыс. м<sup>3</sup>. Добыча растворенного газа – 238 млн м<sup>3</sup>. Срок разработки 75 лет. КИН – 0,289. Коэффициент охвата выработкой составит 0,606 при коэффициенте вытеснения – 0,477.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.17.

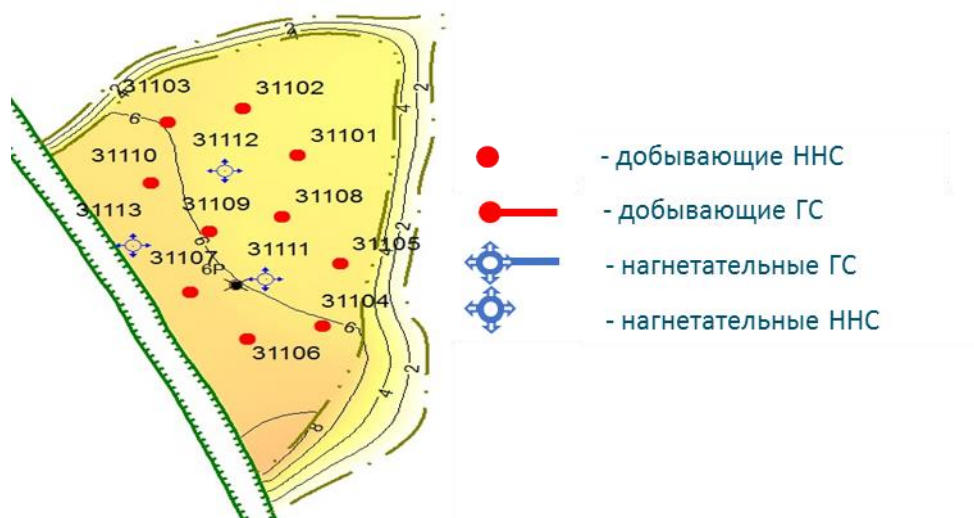


Рисунок 4.17 – Схема расположения проектного фонда нефтяной залежи объекта БТ<sub>17</sub> вариант 1

**Вариант 2** предусматривает замену ННС на бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин по рядной сетке. Длина горизонтального окончания ствола равна 800 м в юго-восточном направлении.

Общий фонд скважин – 6, в том числе 5 добывающих (5 ГС) и 1 нагнетательная (1 ГС).

Фонд скважин к бурению – 6.

Накопленные показатели разработки:

Добыча нефти – 1590 тыс. т. Добыча жидкости – 12542 тыс. т. Закачка воды – 10949 тыс. м<sup>3</sup>. Добыча растворенного газа – 248 млн м<sup>3</sup>. Срок разработки 74 года. КИН по нефтяной залежи объекта БТ<sub>17</sub> достигнет значения 0,300. Коэффициент охвата выработкой составит 0,629 при коэффициенте вытеснения – 0,477.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.18.

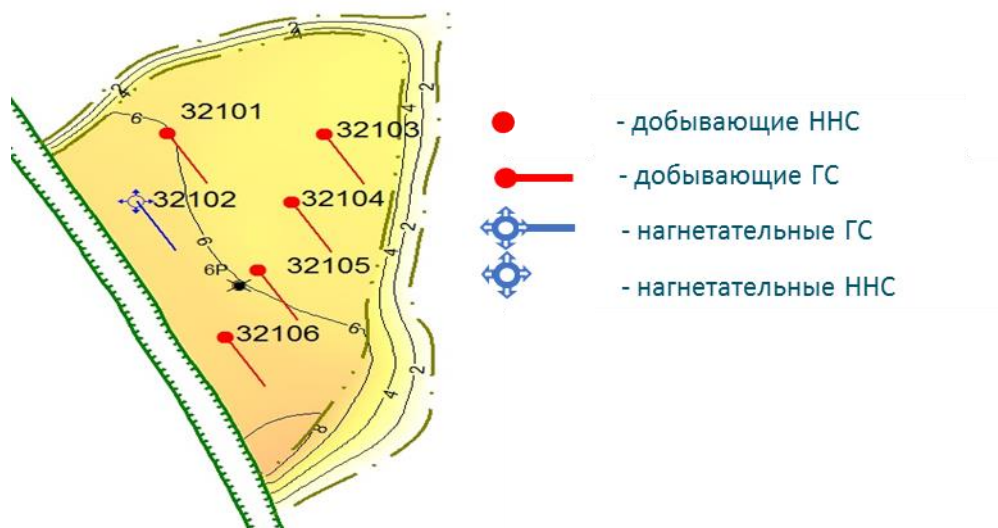


Рисунок 4.18 – Схема расположения проектного фонда нефтяной залежи объекта БТ<sub>17</sub> вариант 2

**Вариант 3** сформирован на основе варианта 2 с заменой части скважин к бурению переводами с объекта БТ<sub>14</sub> посредством ЗБГС с длиной горизонтального окончания 800м.

Общий фонд скважин – 6, в том числе 5 добывающих (5 ГС) и 1 нагнетательная (1 ГС).

Фонд скважин к бурению – 2 добывающих (2 ГС).

Переводы скважин с ВЛГ (объект БТ<sub>14</sub>) с ЗБГС – 4, в том числе 3 добывающих и 1 нагнетательная.

Накопленные показатели разработки:

Добыча нефти – 1588 тыс. т. Добыча жидкости – 7583 тыс. т. Закачка воды – 6061 тыс. м<sup>3</sup>. Добыча растворенного газа – 248 млн м<sup>3</sup>. Срок разработки 78 лет. КИН по нефтяной залежи объекта БТ<sub>17</sub> достигнет значения 0,300. Коэффициент охвата выработкой составит 0,629 при коэффициенте вытеснения – 0,477.

Расположение проектного фонда по данному варианту на рисунке 4.19.

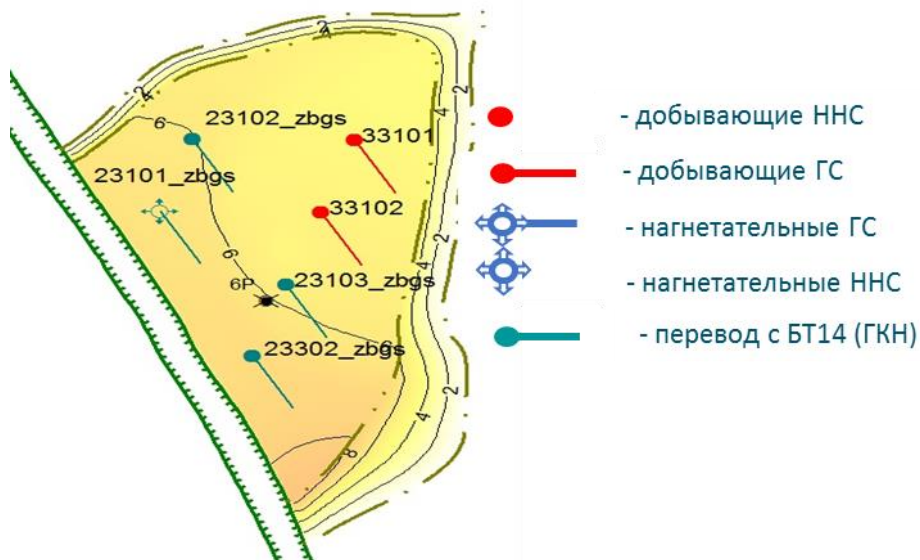


Рисунок 4.19 – Схема расположения проектного фонда нефтяной залежи объекта БТ<sub>17</sub> вариант 3

Таким образом, путем оптимизации второго варианта, сформирован рекомендуемый вариант с лучшими технико-экономическими показателями. Ниже приведены профили добычи УВ по вариантам (Рисунки 4.20-4.21).

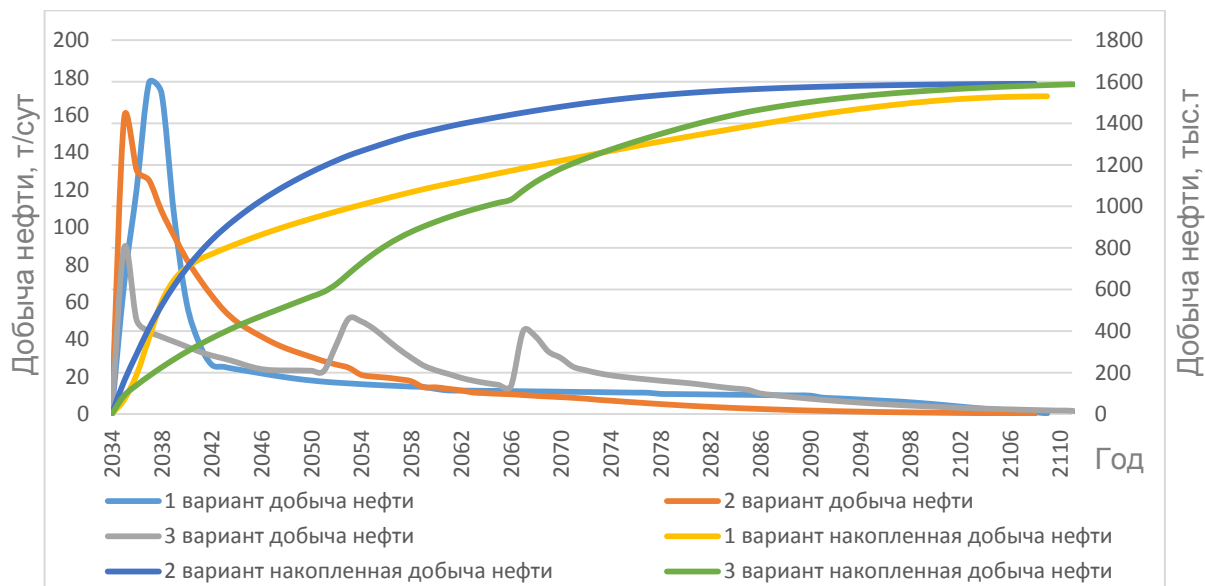


Рисунок 4.20 – Профиль добычи нефти по вариантам разработки нефтяного объекта БТ<sub>17</sub>

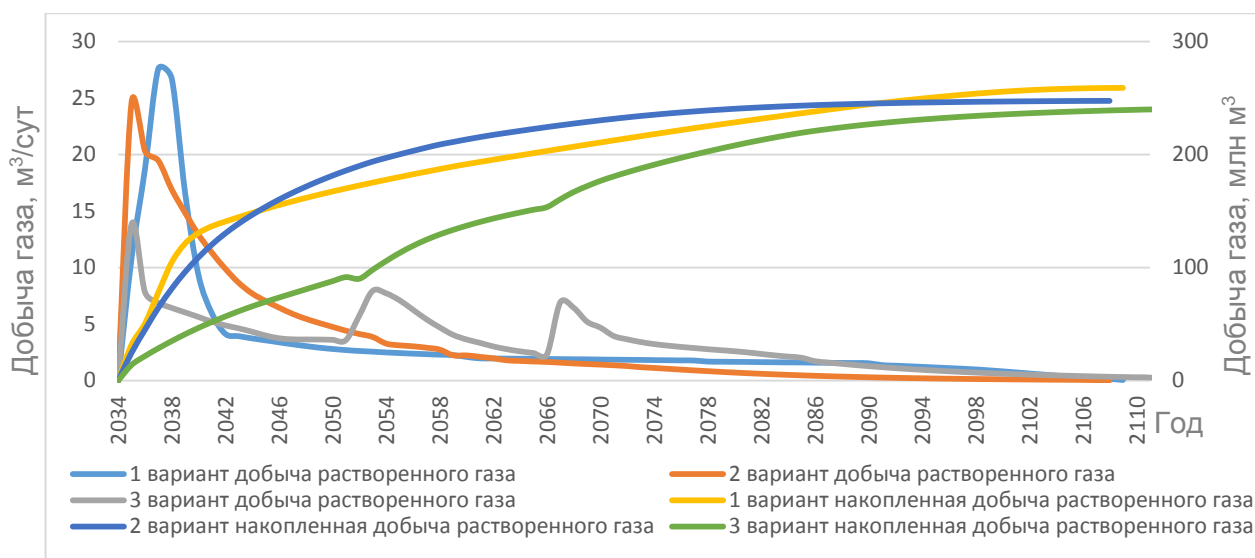


Рисунок 4.21 – Профиль добычи растворенного газа по вариантам разработки нефтяного объекта БТ<sub>17</sub>

#### 4.4 Месторождение в целом

Рекомендуемый вариант разработки по месторождению получен суммированием рекомендуемых вариантов по объектам: (газоконденсатнефтяная залежь) БТ<sub>14</sub> – вариант 3, БТ<sub>17</sub> (нефтяная залежь) – вариант 3, объекты БТ<sub>17</sub> (газоконденсатная залежь) – вариант 3;

Общий эксплуатационный фонд скважин – 42, в том числе 18 добывающих нефтяных (16 ГС, в т.ч. 3 ЗБС), 17 добывающих газовых (14 ГС), 7 нагнетательных (7 ГС, в т.ч. 1 ЗБС), 3 расконсервированы.

Фонд скважин к бурению – 39, в том числе 17 добывающих нефтяных (16 ГС), 15 добывающих газовых (14 ГС), 7 нагнетательных (7 ГС).

Перевод двух разведочных скважин (№ 24Р и 46Р) в добывающий газовый фонд, одной разведочной скважины (№49Р) в нефтяной добывающий фонд.

Накопленные показатели разработки:

Добыча нефти – 4728 тыс. т. Добыча жидкости – 19260 тыс. т. Закачка воды – 13737 тыс. м<sup>3</sup>. Добыча растворенного газа – 1122 млн м<sup>3</sup>. Добычи газа газовых шапок – 2201 млн м<sup>3</sup>. Добычи свободного газа – 30856 млн м<sup>3</sup>. Добычи конденсата – 4880 тыс. т. Срок разработки 99 лет. КИН – 0,277, КИГ – 0,827, КИК – 0,501.

Динамика основных проектных показателей по рекомендуемому варианту разработки месторождения в целом приводится на рисунках 4.22-4.25.

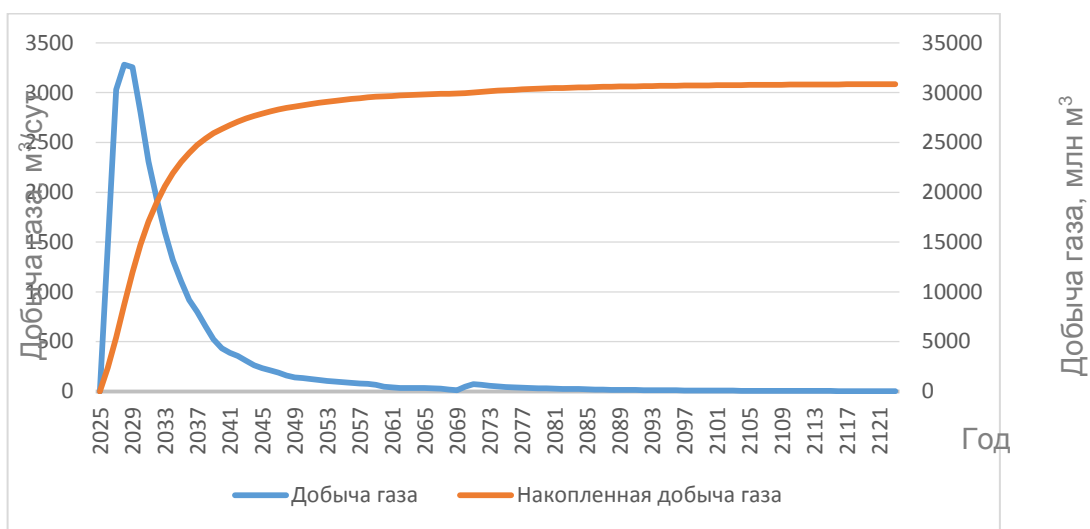


Рисунок 4.22 – Профиль добычи газа по месторождению

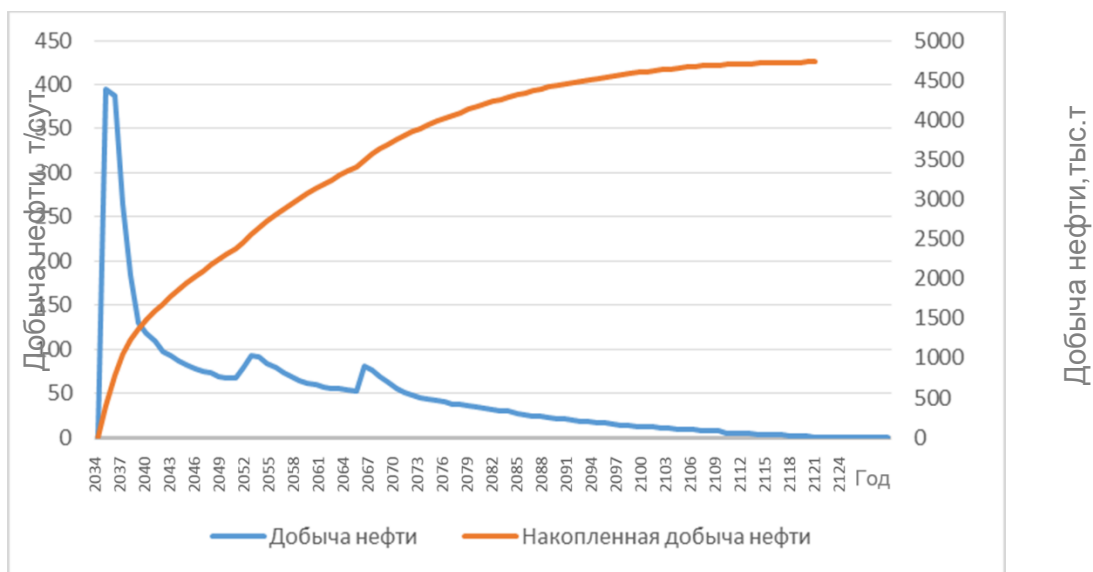


Рисунок 4.23 – Профиль добычи нефти по месторождению



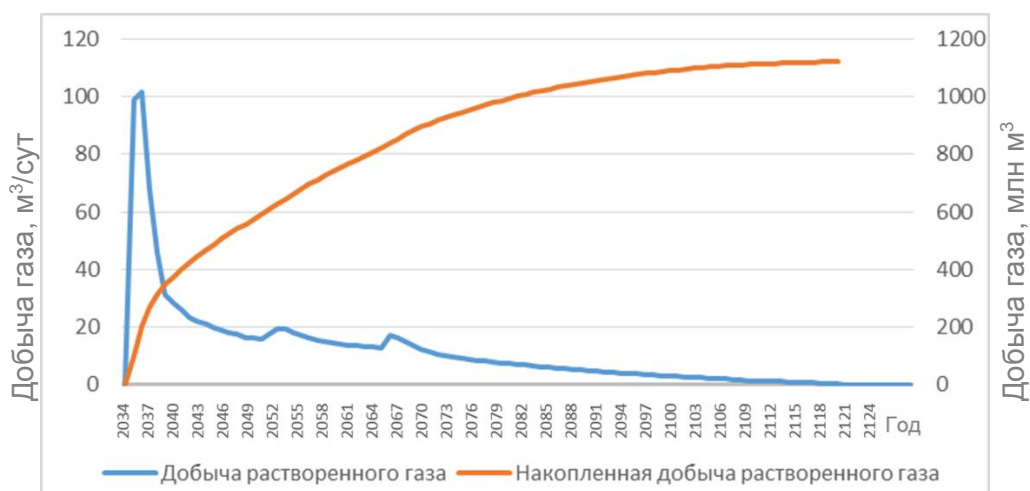


Рисунок 4.24 – Профиль добычи растворенного газа по месторождению

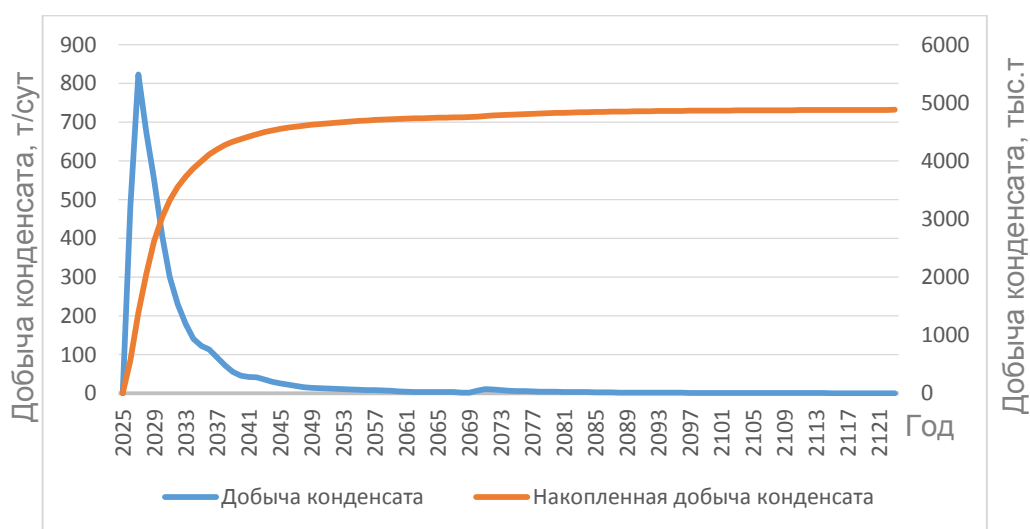


Рисунок 4.25 – Профиль добычи конденсата по месторождению

Ввиду отсутствия на участке промышленной инфраструктуры и объектов внешнего транспорта продукции, предусмотрен опережающий ввод отдельных участков рассматриваемого НГКМ: организация добычи газоконденсата скважинами в рамках ОПР (объект БТ<sub>17</sub>), которая носит характер длительных газодинамических исследований с ежегодной продолжительностью от 30 до 84 дней. Эксплуатация скважин будет производиться только в зимний период.

## 4.5 Кустование

Кустование эксплуатационных объектов по рекомендуемым вариантам разработки производилось с учетом возможностей буровой установки подрядчика, с которым у нашего недропользователя заключен договор. Максимальный отход скважины от устья принят 3000м. На основании данного критерия выполнено кустование, в результате которого было выделено 7 газовых кустовых площадок и 6 нефтяных куста. Все скважины пронумерованы с учетом принадлежности к кусту. Ниже представлено схематичное кустование по эксплуатационным объектам (Рисунок 4.26)

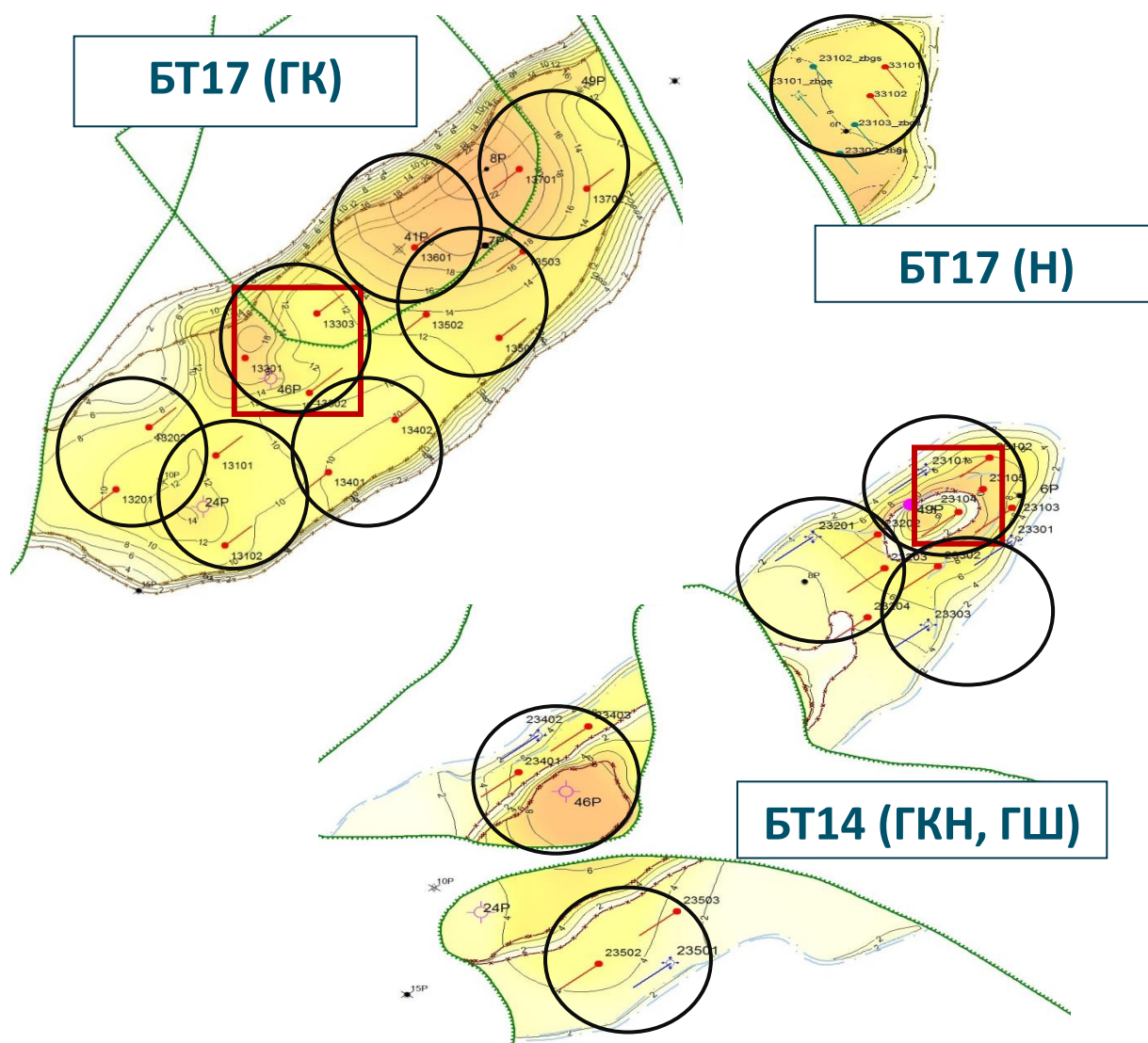


Рисунок 4.26 – Кустование по БТ<sub>17</sub> и БТ<sub>14</sub>

## ГЛАВА 5 МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ УВС

### 5.1 Анализ эффективности применяемых методов

На 01.01.2019 месторождение R не разрабатывается.

Работы по интенсификации притока проводились только по скважинам при вскрытии и освоении продуктивных отложений: повторная перфорация (ПП), обработка ПЗП (СКО,  $\text{CaCl}_2$ ), метод переменных давлений.

В случае получения флюидов, не соответствующих характеристике по ГИС, проводили ремонтно-изоляционные работы (РИР) и водоизоляционные работы (ВИР), которые не всегда давали желаемый эффект, как например, в скважине № 709 по пласту БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>. Причины получения пластовой воды из продуктивных коллекторов (по ГИС) связаны, в основном, с перетоками. Основная причина возникновения перетоков – низкое качество цемента и цементационного раствора/колонны.

### 5.2 Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи углеводородов на прогнозный период

Важным условием эффективного применения методов увеличения нефте/газоотдачи пластов является правильный выбор объекта и метода. Критерии применимости методов определяют диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, при которых возможна эффективная реализация метода или получение наилучших технико-экономических показателей разработки. Обычно выделяется три категории критериев применимости методов:

– *Геолого-физические* (свойства пластовых флюидов, ФЕС пласта), параметры и особенности нефте/газосодержащего коллектора (насыщенность поровой системы пластовыми жидкостями, условия залегания) и другие.

– *Технологические* (размер оторочки, размещение скважин, давление нагнетания, концентрация агентов в растворе и т.д.).

– *Материально-технические* (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойствами и др.).

Критерии первой категории являются определяющими и наиболее значимыми. Технологические критерии зависят от геолого-физических свойств и выбираются в соответствии с ними. Материально-технические условия большей частью также являются независимыми, остаются неизменными и определяют возможность выполнения технологических критериев.

Геолого-технические мероприятия, применяемые на месторождениях, можно разделить на две группы. Первая группа – это физико-химические мероприятия, вторая – мероприятия, связанные с ремонтом скважинного оборудования и оптимизации работы.

Объекты месторождения R различны по геолого-физическим свойствам, поэтому для каждого объекта предложен свой комплекс геолого-технических мероприятий, обобщающий опыт разработки пластов-аналогов и современные методы интенсификации добычи углеводородов:

- нижние объекты мегнионской свиты нижнемеловых отложений (БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub>) характеризуются проницаемостью в диапазоне 13,5-32,6 мД, малыми нефтенасыщенными толщинами по залежам (2,8-5,1 м), при этом залежи пласта БТ<sub>14</sub> осложнены газовыми шапками. Для данных пластов также предложено опробовать технологию МГРП с изучением параметров продуктивности до и после мероприятия;

Также перспективными для данных отложений могут являться традиционные методы интенсификации притоков, в том числе ОПЗ, ВИР, РИР, ОРР, перфорационные работы и закачка различных потокоотклоняющих составов. Однако, в связи с тем, что в рамках рекомендуемого варианта разбуривание объектов будет производиться только фондом горизонтальных скважин, в которых данные мероприятия при существующей степени изученности месторождения несут значительные риски, перечисленные работы по интенсификации не включены в программу ГТМ при расчете эффективности. Кроме того, отечественный опыт

применения данных ГТМ на ГС показывает небольшие приросты по добыче при значительных затратах на их реализацию.

С целью оптимизации затрат на освоение месторождения в рекомендуемом варианте разработки предложено использование возвратного фонда на объектах БТ<sub>17</sub> посредством бурения боковых горизонтальных стволов со скважин объекта БТ<sub>14</sub>.

Таким образом, применение комплексного подхода при планировании ГТМ даст возможность интенсифицировать добычу нефти/газа из пластов, обеспечить вовлечение в эксплуатацию не дренируемых запасов, а также и, тем самым, повысить экономическую эффективность реализации рекомендуемого варианта разработки.

Далее приведены основные технологии ГТМ, рекомендуемые к применению в условиях месторождения R.

#### ***Гидравлический разрыв пласта (ГРП)***

Одним из наиболее эффективных методов воздействия на продуктивные пласты является гидравлический разрыв пласта, который позволяет не только интенсифицировать добычу УВС, но и вовлечь в разработку не дренируемые запасы слабопроницаемых коллекторов.

Интенсификацию притока методом ГРП допускается проводить на скважинах при условии, что ожидаемый эффект обеспечит окупаемость операции. Принятие решения о проведении ГРП в каждом конкретном случае осуществляются с учетом горно-геологических условий, при этом учитываются следующие особенности:

- неоднородность пласта по простиранию и расчлененность по толщине;
- толщина и выдержанность литологических экранов, отделяющих продуктивный пласт от непродуктивных коллекторов, должна быть не менее 4,5-6,0 м;
- глубина залегания пласта, которая определяет требования к технологии ГРП, в частности, к прочностным характеристикам применяемого проппанта и термостойкости жидкостей разрыва.

### *Опыт проведения ГРП на пластах-аналогах*

Эффективность проведения ГРП на отложениях валанжинского яруса подтверждается результатами ГТМ на Уренгойском месторождении. Основные запасы нефти и конденсатосодержащего газа Уренгойского месторождения приурочены к пластам БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>10</sub>, БУ<sub>11</sub>–БУ<sub>14</sub> и БУ<sub>16</sub>, которые по фильтрационно-емкостным свойствам сопоставимы с пластами группы БТ месторождения R.

Анализ ГРП газоносной части отложений на Западно-Яряхинском лицензионном участке показал увеличение дебитов газа после ГРП в 1,5 раза. Средняя продолжительность эффекта от проведения ГРП, определенная по данным технологических режимов работы скважин, составила около 8 месяцев.

### ***Зарезка боковых стволов (ЗБС, ЗБГС)***

Бурение боковых стволов – один из методов реанимации добывающего фонда скважин, позволяющий вскрыть пласт вдали от дренированной части пласта, где нефте-/газонасыщенность выше, чем в призабойной зоне. При этом значительно повышается отбор, создается новая геометрия дренирования пласта, создаются условия эксплуатации, при которых повышается нефте-/газоотдача маломощных пластов. Кроме того, посредством бурения БС и БГС возможно осуществить перевод на целевой объект «отработавших» скважин других горизонтов, тем самым сократить капитальные вложения на эксплуатационное бурение новых скважин. Данная стратегия предложена в вариантах разработки месторождения R.

Бурение боковых стволов позволяют решать следующие задачи:

- отработка низкопродуктивных залежей;
- ввод в эксплуатацию бездействующих, высокообводненных и аварийных скважин;
- возможность преобразования наклонно-направленных скважин в многозабойные;
- предотвращение резкого конусообразования;

- обеспечение отбора большего объема продукции при меньших депрессиях на пласт;
- меньшие капитальные затраты по сравнению с бурением новой скважины особенно на больших глубинах;
- уплотнение сетки скважин на разбуренных залежах;
- проведение доразведки месторождения, в т.ч. методом углубления забоя скважин.

К основным недостаткам бурения боковых стволов можно, в основном, отнести проблемы технологического характера:

- низкое качество вскрытия пластов, высокий положительный скин-фактор из-за несовершенства буровых растворов;
- ограничения по длине горизонтальной секции, обусловленные техническими возможностями.

Для устранения данных недостатков необходимо использование новых технических разработок:

- зарезка гибкими трубами (применение колтюбинга);
- малогабаритные телеметрические системы;
- специальное оборудование для заканчивания боковых стволов.

Колтюбинговая технологии бурения (coiled tubing) имеет ряд преимуществ:

- значительно снижается ухудшение коллекторских свойств пласта и полностью устраняется вероятность прихвата бурового инструмента;
- проводка боковых стволов осуществляется с поддержанием режима депрессии в скважине;
- отпадает необходимость подъема труб и глушения скважин;
- исключается фильтрация бурового раствора в пласт;
- улучшается качество контроля за траекторией скважины;

– возникает возможность бурения, спуска забойных инструментов и приборов, а также выполнения операций подземного ремонта в горизонтальных и сильно искривленных скважинах;

– повышается эффективность работ.

Бурение бокового горизонтального ствола из эксплуатационной скважины (наиболее распространенное в настоящее время) включает:

– вывод призабойного участка скважины из эксплуатации путем установки ликвидационного моста;

– вырезание в крепи скважины окна (участка крепи скважины);

– забуривание и бурение бокового ствола, конечный участок которого является горизонтальным, оснащение БС функциональными элементами, обеспечивающими его герметичность и извлечение пластовой продукции.

Рекомендуемым вариантом с целью сокращения капитальных вложений и повышения экономической эффективности на объекте БТ<sub>13</sub> и БТ<sub>17</sub> предусматривается замена бурения части скважин на переводы с объекта БТ<sub>14</sub> посредством зарезки бокового горизонтального ствола.

***Обработка призабойной зоны*** – наиболее распространенный способ восстановления продуктивности скважин, направленный как на очистку прискважинной зоны от загрязнений различной природы, так и на стимуляцию низкопроницаемых коллекторов. В настоящей работе ОПЗ не включено в программу ГТМ и расчет эффективности их применения, однако данные работы могут проводиться при освоении скважин на месторождении R для вызова притока. При обработках могут использоваться ПАВ-содержащие щелочные и кислотные составы, в том числе традиционные обработки раствором соляной (HCl) и плавиковой (HF) кислоты.

### ***Перфорационные методы воздействия***

Перфорационные методы делятся на несколько групп:

- 1) Дострел;
- 2) Перестрел;



- 3) Перфорация на кислоте;
- 4) Перфорация на депрессии;
- 5) Гидропескоструйная перфорация (ГПП);
- 6) Щелевая резка;
- 7) Перфорация на другие горизонты;
- 8) Приобщение пластов.

Наиболее эффективными перфорационными методами являются щелевая гидропескоструйная перфорация, перфорация на депрессии.

### ***Система ППД***

При рассмотрении вариантов разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей месторождения предложено формирование различных систем с применением ППД. В качестве технологии для воздействия на пласты выбрана закачка пластовой воды. Заводнение - наиболее распространенный способ воздействия на пласты нефтяных месторождений, направленный на вытеснение нефти водой и поддержание пластового давления и, к настоящему времени накоплен огромный опыт разработки нефтяных месторождений при осуществлении на них различных видов заводнения.

В качестве агентов закачки может использоваться углеводородный, неуглеводородный газ или их смесь. В качестве углеводородных газов используют большей частью сухой газ, добываемый из газоконденсатной смеси, прошедшей промысловую обработку с целью удаления высококипящих углеводородов  $C_5+$  и выше (сайклинг-процесс), а в качестве неуглеводородных газов — двуокись углерода, азот, дымовые газы.

Таким образом, в рекомендуемом варианте разработки при существующей степени изученности предлагается разрабатывать нефтяные и нефтегазоконденсатные объекты с внедрением системы ППД, газоконденсатные - на естественном режиме.

*Перевод скважин на использование по другому назначению* (из одной категории в другую) обуславливается необходимостью рациональной разработки месторождения.

Работы по переводу скважин для использования по другому назначению производят в соответствии с проектными решениями по плану, составленному на основании «Заказа на производство капитального ремонта скважин» цехом КРС и утвержденному нефтегазодобывающим предприятием.

– *На месторождении R, учитывая ухудшенные свойства коллектора, полученные нерентабельные притоки УВС при испытаниях, а также опыт проведения ГРП на пластах-аналогах, рекомендуется проведение ГРП и МГРП на объектах БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub>, на новых скважинах как метод освоения.*

## ГЛАВА 6 ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН.

### КУСТОВАНИЕ

#### 6.1 Пространственное профилирование стволов скважин

##### *Требования к профилям ННС*

Рекомендуемые профили наклонно - направленных скважин это трех- и четырехинтервальные с участками: вертикальным, набором зенитного угла, стабилизации, уменьшения (или набора) зенитного угла ниже этого интервала (для четырехинтервального типа профиля).

Трехинтервальный профиль применяется для скважин с отходом до 300 м и четырехинтервальный – при отходах более 300 м. Для скважин со смещением от вертикали более 300 м интервал увеличения зенитного угла целесообразно располагать в интервале бурения под кондуктор, чтобы в последующем перекрыть искривленный участок ствола скважины обсадной колонной (кондуктором) и без дополнительных осложнений продолжить бурение основного ствола.

Четырех интервальный профиль (рекомендуемый) с участками: вертикальным, набора кривизны, стабилизации, снижения зенитного угла, который обеспечивает небольшой угол входа в продуктивные пласты, что повышает надежность разобщения их.

В отличие от трех интервального четырех интервальный профиль с небольшой интенсивностью уменьшения зенитного угла обеспечивает нормальную работу существующего глубинно-насосного оборудования, поскольку имеется участок стабилизации.

Наклонно направленные и пологие скважины, на которых предусматривается ГРП, необходимо планировать вертикальное вхождение в продуктивный пласт.

##### *Требования к профилям ГС*

Горизонтальные скважины бурятся, как правило, по пяти интервальному профилю, включающему:

- вертикальный участок;
- первый участок набора кривизны;
- участок стабилизации зенитного угла;
- второй участок набора кривизны;
- горизонтальный участок.

Величины максимальных значений зенитного угла, отклонений забоев скважины от вертикали должны приниматься из расчета экономической целесообразности сооружения скважины как эксплуатационного объекта на кустовой площадке.

Интервал увеличения зенитного угла необходимо располагать так же, как и для ННС, ниже зоны многолетнемерзлых пород.

## **6.2 Рекомендуемые данные по конструкции и креплению скважин**

В процессе бурения скважин на данном месторождении возможны следующие осложнения:

- в интервале залегания многолетнемерзлых пород (ММП) возможны следующие осложнения: обвалы, осыпи стенки ствола, интенсивное кавернообразование, приводящие к прихвату бурильной колонны; примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке ствола скважины в интервале залегания ММП в зимний период;

- осыпи и обвалы стенок скважины из-за нарушения технологии бурения, превышения допустимой скорости спуско-подъемных операций, организационных простоев, несоблюдения параметров бурового раствора, в том числе плотности, водоотдачи;

- газопроявления при несоблюдении технологии вскрытия продуктивных отложений при создании недопустимой депрессии на пласт;

- сужение ствола скважины за счет разбухания глин из-за некачественного бурового раствора;

- заколонные перетоки пластового флюида при некачественном креплении обсадных колонн.

Выбор рациональной конструкции должен обеспечивать: эксплуатационную надежность скважины, как технического сооружения; проектный уровень ее эксплуатации; оптимальный режим проводки ствола скважины на уровне современной техники и технологии; качественное вскрытие и разобщение продуктивных горизонтов; предупреждение осложнений и аварий; а также охрану недр в процессе бурения и в период эксплуатации.

Необходимое количество обсадных колонн и глубины установки их башмаков определяется количеством зон с несовместимыми условиями проводки по градиентам пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва пластов, прочности и устойчивости горных пород для условий данного месторождения. Диаметры промежуточных обсадных колонн и долот выбираются с учетом обеспечения оптимального диаметра эксплуатационной колонны.

В таблицах 6.1 – **Ошибка! Источник ссылки не найден.**2 представлены конструкции скважин ННС и ГС.

Таблица 6.1

Конструкция наклонно-направленных скважин

Наименование колонн	Характеристика труб		Интервал спуска по вертикали, м
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	
Направление	426	11	0 - 70
Кондуктор	324	11	0 - 550
Техническая	245	10	0 – 1600 (с целью перекрытия сеноманского яруса)
Эксплуатационная колонна	168	10,6	на 30-50 м ниже подошвы прод.пласта.

Таблица 7.2

## Конструкция горизонтальных скважин

Наименование колонн	Характеристика труб		Интервал спуска по вертикали, м
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	
Направление	426	11	0 - 70
Кондуктор	324	11	0 - 550
Техническая	245	10	0 – 1600 (с целью перекрытия сеноманского яруса)
Эксплуатационная колонна	178	10,4	в кровлю продуктивного пласта
Хвостовик в ГС	114	8,6	ГУ 500 - 1000

Буровая установка выбирается из условия достаточной грузоподъемности для обеспечения строительства скважин по данному проекту с максимальной длиной наклонно-направленного ствола.

## ГЛАВА 7 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО СБОРА, ПОДГОТОВКИ И УЧЕТА ПРОДУКЦИИ

### 7.1 Существующее положение по обустройству месторождения

На данный момент на нефтегазоконденсатном месторождении R объекты инфраструктуры отсутствуют. Месторождение не введено в промышленную разработку. Действующий добывающий фонд скважин отсутствует.

Месторождение R расположено на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Районный центр - пос. Тазовский, окружной - г. Салехард, областной - г. Тюмень. Месторождение расположено в районе со слабо развитой инфраструктурой. Схема расположения месторождения в границах лицензионного участка представлена на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Схема расположения месторождения R

Действующих нефтепроводов в настоящее время в районе расположения месторождения нет. Планируемый к вводу ориентировочно в 2020 году трубопровод «Заполярье-Пурпе» будет проходить в 100 км к юго-западу от R месторождения. Также в 100 км к юго-западу от месторождения R находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаз».

Энергетические потребности обеспечиваются дизельными электростанциями. Источниками теплоснабжения являются котельные, работающие на сырой нефти и мазуте. Строительным материалом могут служить пески, локализованные в изобилии по берегам рек.

Район месторождения R принадлежит бассейну реки Таз, правого притока реки Оби, на западе и востоке его пересекают с севера на юг реки Русская и Сорьяха с их многочисленными притоками. Источниками питьевого и технического водоснабжения являются реки и ручьи, и многочисленные озера.

Территория находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП). На температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах месторождения установлено, что нижняя граница распространения вечной мерзлоты варьирует в широких пределах: от 289 м до 549 м. Под действием солнечного тепла в летний период происходит формирование сезонно талого слоя грунтов. Минимальные глубины оттаивания грунтов фиксируются в увлажненных торфяниках и суглинках. Максимум протаивания грунтов наблюдается в песчаных и супесных разностях.

## **7.2 Система сбора продукции скважин**

### **7.2.1 Характеристика действующей системы сбора продукции скважин**

В настоящее время месторождение R находится на стадии проектирования, объекты инфраструктуры отсутствуют. Сбор продукции со скважин не осуществляется.

### **7.2.2 Рекомендации к системе сбора продукции скважин**

На месторождении R настоящим проектом предлагается выделение объектов разработки: по нефтяным залежам – БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub>, по газоконденсатным – БТ<sub>17</sub>. Варианты в целом по месторождению получены в результате суммирования соответствующих вариантов по эксплуатационным объектам.



Выбор технологии обустройства месторождения R предусматривает отделение тяжелых фракций попутного газа на УКПГ и совместный транспорт нефтяного газа и природного газа на Заполярное месторождение со сдачей в систему «Трансгаза». Выделение конденсата на УКПГ и совместный транспорт нефти и стабильного конденсата на Русское месторождение. Утилизацию попутно добываемой воды в систему ППД.

В пределах лицензионного участка в рекомендуемом варианте разработки с 2026 года планируется ввод объектов подготовки газа, бурение новых скважин, строительство газосборных сетей и трубопроводов внешнего транспорта продукции скважин. В 2035 году планируется ввод объектов подготовки нефти, объектов системы ППД, бурение добывающих и нагнетательных скважин, строительство нефтегазосборных трубопроводов.

Система сбора и подготовки продукции скважин должна отвечать следующим требованиям:

1. обеспечение контроля над процессом разработки;
2. обеспечение непрерывной добычи и сбора продукции скважин;
3. надёжности и экологической безопасности;
4. герметизация на всём пути движения эмульсии и промышленной подготовки конденсата и газа;
5. обеспечение минимизации аварийных ситуаций и безопасных условий труда;
6. обеспечение возможности автоматического или ручного отбора проб;

Основным критерием при выборе трассы трубопроводов является оптимизация транспорта продукта, минимальные капитальные затраты при минимизации ущерба, причиняемого окружающей природной среде и обеспечение высокой надежности и безаварийности трубопроводов в период эксплуатации.

Эксплуатация системы сбора, учета продукции скважин должна проводиться в соответствии с РД 39-132-94.

Основные мероприятия, направленные на продление срока службы трубопроводов, это:

- соблюдение требований по периодичности осмотров, ревизий и испытаний трубопроводов;
- своевременная и качественная диагностика состояния трубопроводов;
- регулярная очистка трубопроводов;
- своевременный вывод в ремонт.

Для обеспечения безгидратного режима эксплуатации скважин и трубопроводов системы сбора газа от кустов скважин до площадки УКПГ в качестве ингибитора гидратообразования используется метанол. Прокладка метанолопроводов предусматривается в одной траншее с газосборными трубопроводами (в каждой траншее предусмотрен один газопровод и один метанолопровод).

### **7.2.3 Система сбора продукции газовых скважин**

Сбор газа на месторождении предлагается осуществлять по газосборным коллекторам с 18 скважин, сгруппированных на семи кустовых площадках. Добыча газа производится из скважин, вскрывающих пласты БТ<sub>17</sub>. Предусмотрена коллекторно-лучевая система сбора газа – предполагающая совместный сбор продукции скважин БТ<sub>17</sub>. Разница профиля устьевых давлений компенсируется посредством клапанов регуляторов на кустовых площадках.

Диаметр трубопроводов определяется гидравлическим расчетом и соотносится с сортаментом выпускаемых труб и с учетом требований РД 39-132-94. Для этого была создана расчетная схема в ПО PipeSim. Для этого в модель заносились данные по составу пластового флюида, длины участков трубопроводов и характеристике добычи флюида. Расчетная схема в ПО PipeSim представлена на рисунке 7.3

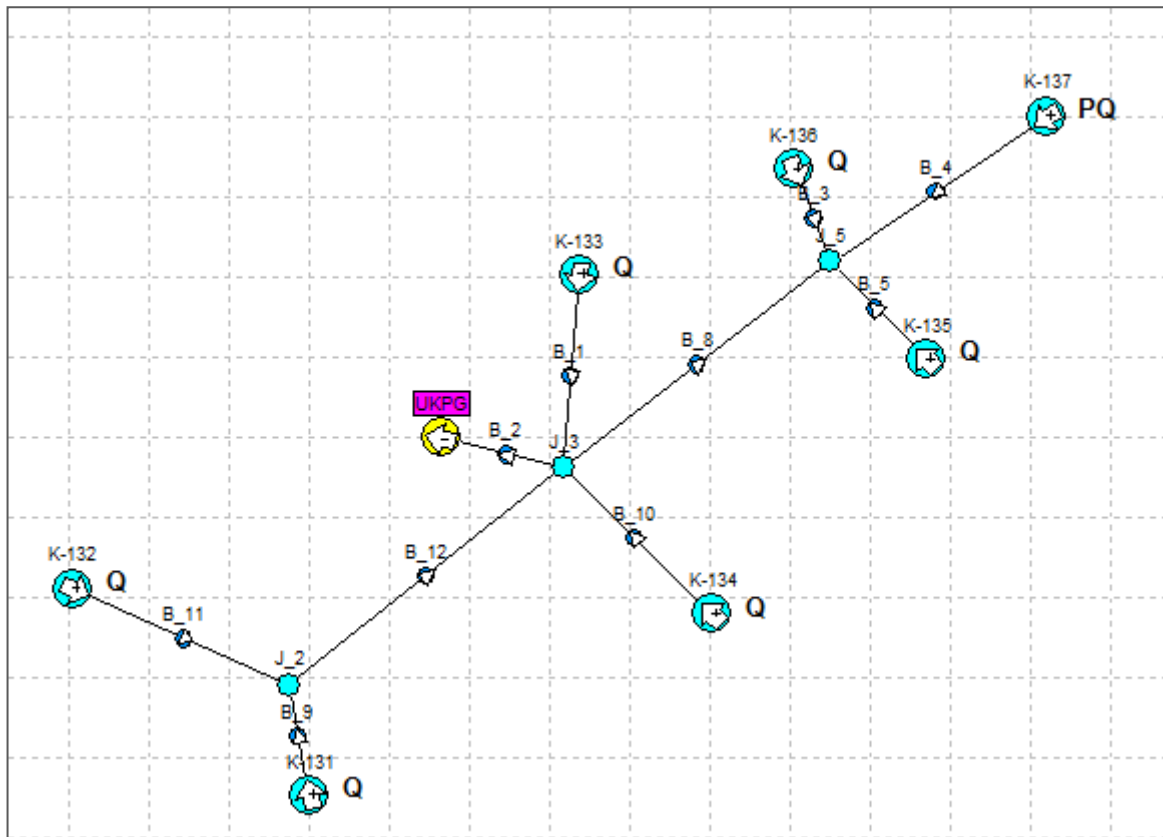


Рисунок 7.2 – Схема сбора продукции газовых скважин

Пластовый газ по газосборным сетям PN 12,5 МПа, DN 200-500 подается на площадку отключающей арматуры, входящей в состав УКПГ. Общая протяженность газосборных сетей составит 26,6 км. Характеристики сетей сбора представлены в таблице 7.2.

Трубопроводы сбора газа предполагаются в подземном исполнении с теплоизоляцией, с целью выполнения I принципа строительства на ММГ - многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения.

Схема сбора продукции с кустов скважин представлена на рисунке 7.2.

## Характеристика газосборных сетей

Газосборные сети, км		
D*t	Год ввода	
	2026	2027
159*6	0.78	-
219*6	1.75	2
273*8	5.47	-
325*9	0.83	-
426*13	7.34	

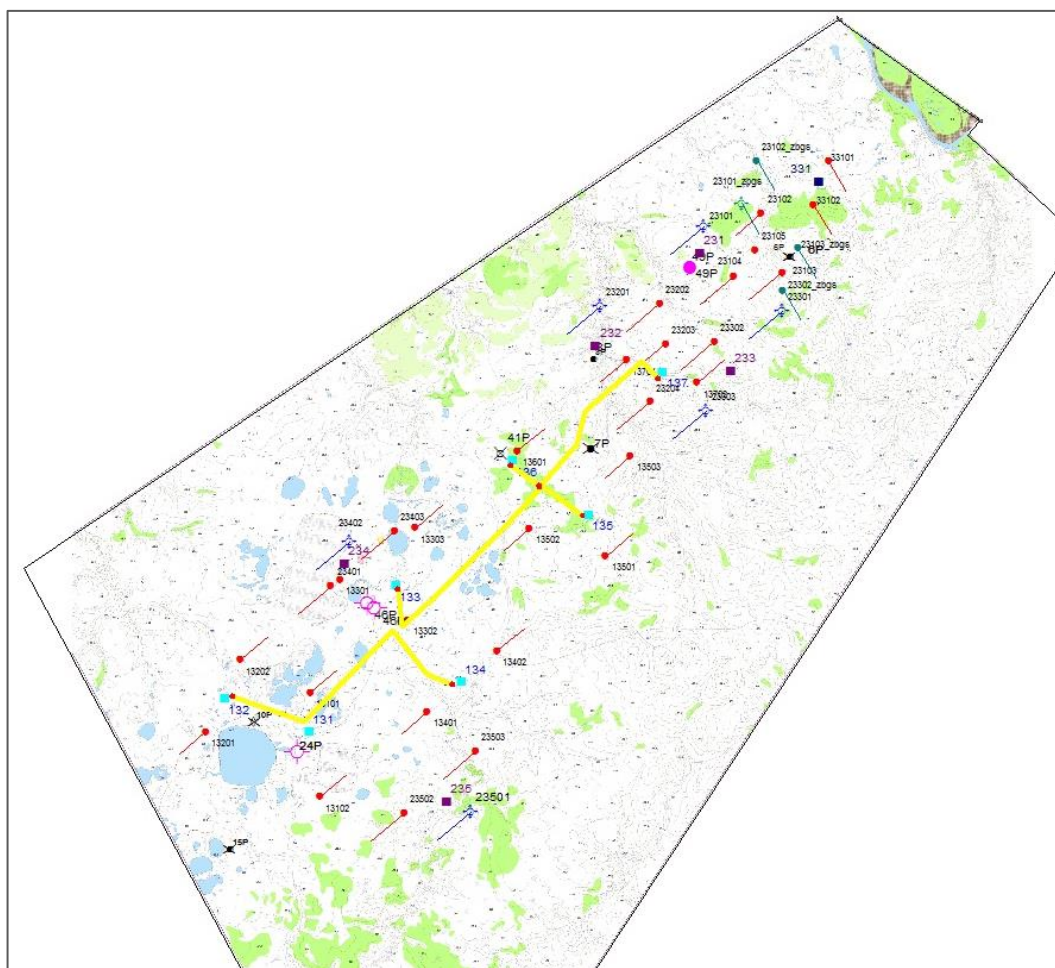


Рисунок 7.2 – Схема сбора продукции газовых скважин месторождения R

Для предотвращения гидратообразования на кустах газовых скважин, а также на газосборных сетях предусмотрена подача ингибитора гидратообразования – метанола. Метанольное хозяйство размещается на проектируемой УКПГ. До кустов скважин метанол транспортируется по метанолопроводам DN 50 PN 12,5 МПа общей протяженностью 28,4 км.

Прокладка метанолопроводов предполагается подземно в одной траншее с газосборными сетями.

#### **7.2.4 Система сбора продукции нефтяных скважин**

Технологической схемой на полное развитие R месторождения по рекомендуемому варианту предусмотрено строительство 16 скважин: 12 добывающих и 4 нагнетательных. Сбор нефти на месторождении предлагается осуществлять по нефтегазосборным сетям с шести кустовых площадок. Добыча нефти производится из скважин, вскрывающих пласты БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub>.

Сбор продукции скважин рекомендуется осуществлять по традиционной напорной схеме: газожидкостная смесь под устьевым давлением по выкидным линиям поступает на ГЗУ, где осуществляется замер дебита скважин по жидкости, нефти и газу и далее, по системе нефтесборных трубопроводов на объекты подготовки.

Диаметр трубопроводов определяется гидравлическим расчетом и соотносится с сортаментом выпускаемых труб и с учетом требований РД 39-132-94. Схема расчета в ПО PipeSim представлена на рисунке 7.3



Схема сбора продукции с кустов скважин представлена на рисунке 7. 3.

Таблица 7. 3

Характеристика нефтегазосборных сетей

Нефтеборные сети, км		
D*t	Год ввода	
	2037	2038
114*6	4.785	6.545
159*6	1.767	-
219*6	2.84	-
325*9	7.703	-

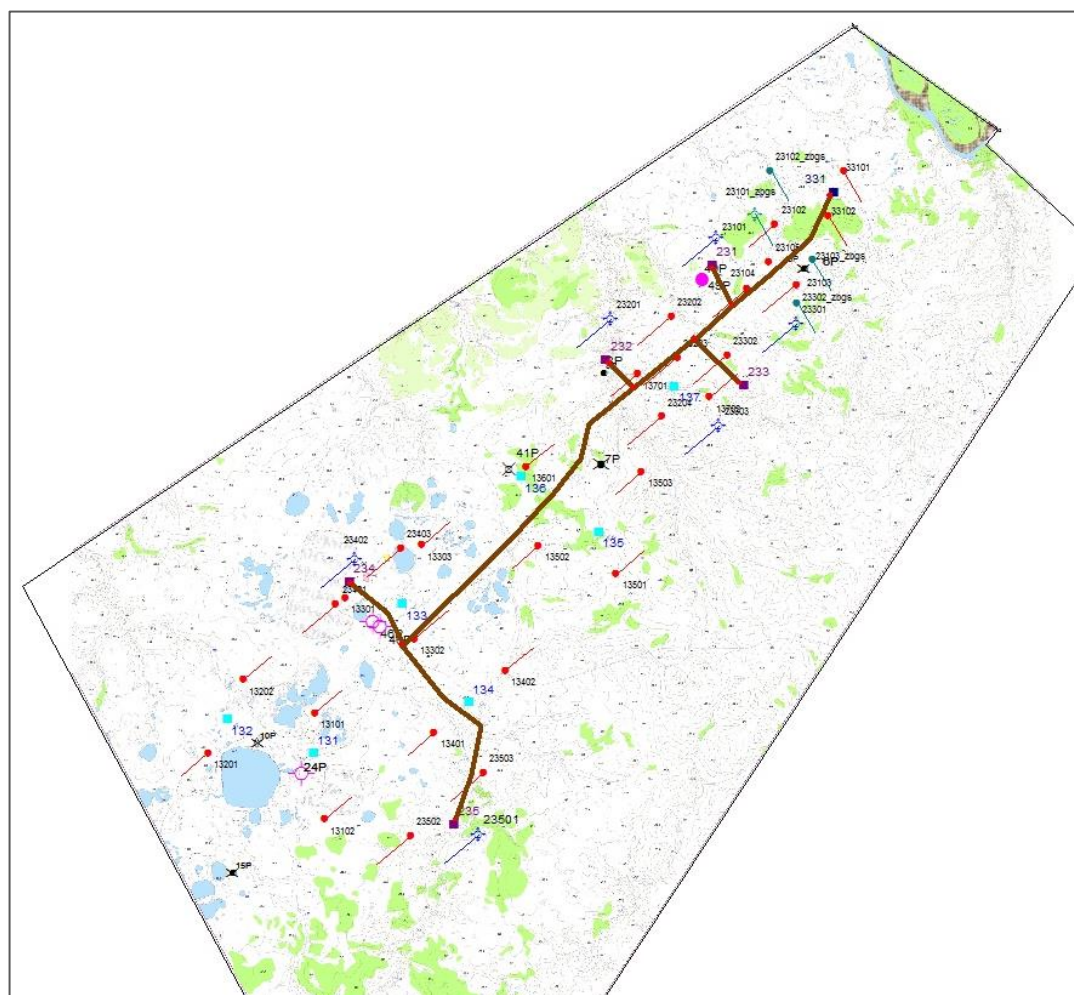


Рисунок 7.3 – Схема сбора продукции нефтяных скважин R месторождения

### **7.2.5 Строительство новых трубопроводов**

Для нового строительства газовых трубопроводов необходимо применять трубы из стали с повышенной коррозионной стойкостью, эксплуатационной надежностью и хладостойкостью.

Применение труб повышенной коррозионной стойкости и надежности, а также мероприятия по защите от наружной и внутренней коррозии, для комплектации эксплуатационных колонн НКТ, внутрипромыслового транспорта газа позволяет значительно снизить технологическую аварийность и затраты, связанные с ликвидацией аварий и утечек транспортируемых продуктов и восстановлением окружающей среды, что в конечном итоге положительно отражается на себестоимости добычи и транспортирования нефти и газа.

Основным способом прокладки внутрипромысловых трубопроводов принять подземный.

Исходя из условий обеспечения защиты трубопроводов от механических повреждений, а также, руководствуясь положением п. 6.8 СП 34-116-97, п. 5 ВСН 51-2.38-85, п. 3.85 ВНТП 3-85, п. 3.1.21 РД 39-132-94 глубина заложения должна приниматься не менее:

- на минеральных грунтах – 0,8 м до верха трубы;
- на болотах I, II, III типа при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин – 0,6 м до верха трубы.
- с учетом глубины промерзания - в зависимости от назначения и локальных особенностей местности.

#### *Рекомендации по повышению надежности трубопроводов*

Для защиты трубопроводов от почвенной коррозии должны предусматриваться заводское изоляционное покрытие и электрохимическая защита (ЭХЗ). Решение по целесообразности применения и типа ЭХЗ принимается в зависимости величины удельной электропроводимости



грунта, определяемой на этапе инженерных изысканий. Тип и толщина покрытия определяются с учетом требований ГОСТ Р 51164.

На всех узлах запорной арматуры предусматривается местный контроль давления показывающими манометрами.

На газодобывающих кустовых площадках размещается следующее оборудование и объекты:

- устья добывающих скважин;
- устьевая арматура;
- приустьевые площадки;
- площадки для установки агрегатов подземного ремонта скважин;
- площадки под инвентарные приемные мостки;
- якоря для крепления оттяжек ремонтных агрегатов;
- групповые замерные установки, в комплекте с блоком технологическим и блоком аппаратурным;
- установки ввода ингибитора гидратообразования;
- дренажная емкость (ЕП);
- технологические трубопроводы.

Решения по размещению сооружений, обвязке скважин должны соответствовать требованиям ВНТП 3-85.

Величина расчетного давления:

- газосборного коллектора – 12,5 МПа;
- трубопроводов ингибитора гидратообразования (метанолопроводов) – 12,5 МПа.

Трубопроводная обвязка устьевой арматуры добывающих скважин принята на рабочее давление 12,5 МПа.

На нефтедобывающих кустовых площадках размещается следующее оборудование и объекты для добычи нефти и системы ППД:

- устья добывающих скважин;
- устья нагнетательных скважин;
- устьевая арматура;

- приустьевые площадки;
- площадки для установки агрегатов подземного ремонта скважин;
- площадки под инвентарные приемные мостки;
- якоря для крепления оттяжек ремонтных агрегатов;
- групповые замерные установки;
- установки ввода ингибитора парафино- и солеотложений скважин;
- установки ввода ингибитора коррозии;
- блоки распределения воды;
- технологические трубопроводы.

Величина расчетного давления:

- выкидных линий, трубопроводов отработки – 4,0 МПа;
- нефтесборных сетей – 4,0 МПа;
- высоконапорных водоводов – 20,0 МПа;
- трубопроводов ингибитора – 4,0 МПа.

Трубопроводная обвязка устьевой арматуры добывающих скважин принята на рабочее давление 4,0 МПа.

Продукция скважин по выкидным трубопроводам через узел переключения скважин подается на технологический блок измерительной установки (АГЗУ), где производится замер расхода жидкости и попутного нефтяного газа. После АГЗУ продукция скважин направляется в нефтесборный трубопровод.

#### **7.4 Анализ точек сдачи продукции**

Были рассмотрены следующие варианты точек сдачи продукции, а именно СОГ, нефти и конденсата. Варианты представлены на рисунке 7.4.

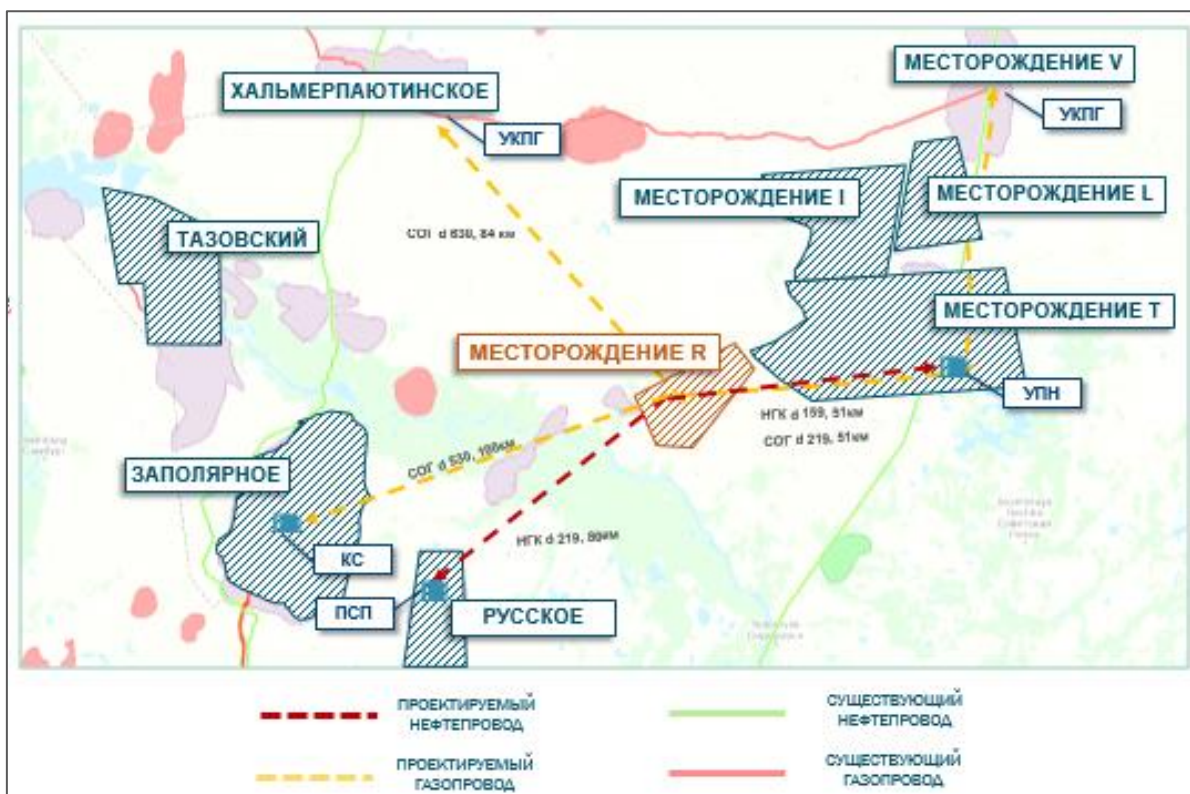


Рисунок 7.4 – Точки сдачи продукции

Варианты сдачи сухого отбензиненного газа:

1. Хальмерпаютинское месторождение (DN = 630, L= 84 км)
2. Месторождение Т (DN = 219, L= 51 км)
3. Заполярное месторождение (DN = 530, L= 100 км)

Проанализировав пропускную способность были отброшены Хальмерпаютинское и Т месторождения, так как они не способны принимать весь объем продукции. Исходя из этого точкой сдачи СОГ была выбрана КС месторождения Заполярное.

Варианты сдачи нефти и конденсата:

1. Русское месторождение (DN = 219, L= 80 км)
2. Месторождение Т (DN = 159, L= 51 км)

Русское месторождение было выбрано, так как целевым продуктом на этом месторождении является тяжелая нефть, поэтому смесь стабильного конденсата и легкой нефти с месторождения R целесообразно транспортировать до Русского месторождения с целью дальнейшего смешения и транспортировки.

Трубопроводы транспорта нефти, конденсата и газа предполагаются в надземном исполнении. В связи с предотвращением оттаивания многолетних мерзлых пород.

Подготовленный газ, совместно с ПНГ транспортируется по газопроводу внешнего транспорта протяженностью 100 км, DN 530, PN 12,5 МПа на КС Заполярного месторождения.

Стабилизированный конденсат, совместно с нефтью транспортируется по продуктопроводу внешнего транспорта протяженностью 80 км, DN 219, PN 6,3 МПа на Русское месторождение для дальнейшего транспорта в магистральный нефтепровод.

На пересечении трубопроводов внешнего транспорта с р.Таз предусмотрены резервные нитки протяженностью 20 км. С учетом размещения узлов за пределами 10% ГВВ.

## **7.5 Технология подготовки нефти и газа**

### **7.5.1 Существующая технология подготовки**

В настоящее время добыча и подготовка пластового газа месторождения R не осуществляется.

### **7.5.2 Предлагаемая технология подготовки**

Для подготовки продукции с нефтегазоконденсатного месторождения планируется строительство объектов подготовки продукции, а именно УКПГ и УПН, а так же ДКС. На рисунке 7.4 представлена принципиальная схема подготовки продукции на месторождении R.

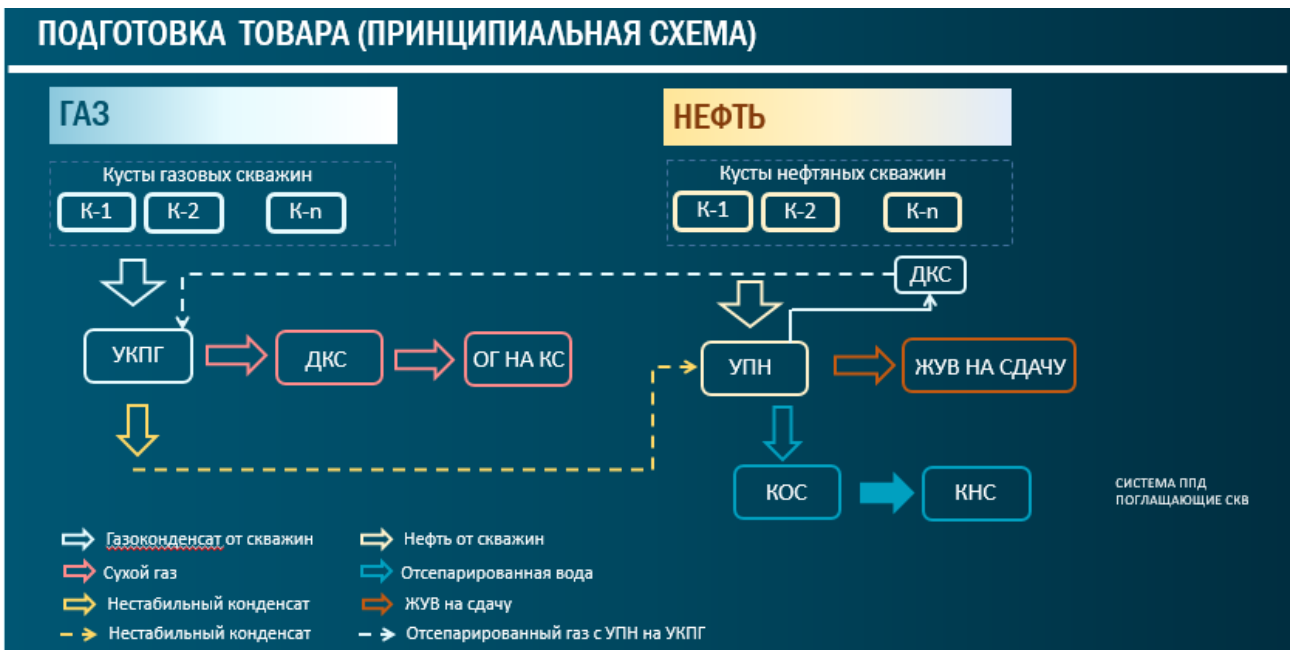


Рисунок 7.4 – Принципиальная схема подготовки товара

### *Газовый промысел*

Первоочередными объектами освоения газового промысла R месторождения является пласт БТ-17. Пуск пласта БТ-17 в эксплуатацию предусматривается в 2026г (период опытно-промышленной эксплуатации предусматривается 3 года). Строительство УКПГ на период опытно-промышленной эксплуатации не предусматривается. Ввод в эксплуатацию УКПГ предусмотрен в 2026 году.

Установка комплексной подготовки газа УКПГ предназначена для подготовки природного газа до показателей СТО Газпром 089-2010, а также получения нестабильного газового конденсата, транспортируемого на УПН месторождения R с дальнейшей его стабилизацией.

Подготовленный газ от УКПГ предполагается транспортировать по трубопроводу длиной порядка 100 км до газопровода внешнего транспорта (ГВТ) «Заполярье-Уренгой», далее - в магистральный газопровод (МГ) «Уренгой-Челябинск» и далее в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) ПАО «Газпром». Нестабильный конденсат от УКПГ месторождения R будет поступать на УПН месторождения R, где планируется его стабилизация, смешение стабильного конденсата с товарной нефтью (с дальнейшей сдачей

в нефтепровод «Ванкор-Пурпе») и отправкой СПБТ на терминал в Коротчаево.

Мощность вводимой в 2026 году УКПГ R месторождения составляет 3 280 млн.м<sup>3</sup>/год. Взята максимальная загрузка по газовому промыслу, пик добычи будет достигнут в 2028 году.

Принципиальная технологическая схема УКПГ R месторождения представлена в Приложении 7.1.

#### *Описание работы УКПГ*

Продукция газоконденсатных скважин с давлением до 12,2 МПа поступает через входную нитку в блок сепаратора первичного с пробкоуловителем, предназначенный для улавливания жидкостных пробок и предварительной сепарации газа.

На каждой входной нитке устанавливаются: электроприводной кран (перед зданием) для отключения шлейфа, в том числе и аварийного, устройство, регулирующее с электроприводом для выравнивания давления газа по входным трубопроводам-шлейфам, ручные краны для продувки шлейфа, для подачи метанола, для отключения нитки, выравнивания загрузки входных ниток газом и освобождения на факел при ремонте, для дренажа.

Коллектор оборудуется предохранительными клапанами для защиты от возможного превышения допустимого рабочего давления оборудования и трубопроводов обвязки.

При снижении давления газа на входе УКПГ ниже 9,0 МПа, в 2028 году (на второй год после введения месторождения в промышленную эксплуатацию), вводится в эксплуатацию дожимная компрессорная станция ДКС-В. Подключение ДКС-В предусмотрено после сепаратора С 1 с ПУ 1.

Производительность С1 с ПУ 1 принята 11 млн. ст. м<sup>3</sup>/сут по сырому газу.

Для подготовки газа газоконденсатной залежи методом НТС принята схема трехступенчатой сепарации, характеризующаяся плавным снижением температуры газа по ступеням сепарации с отводом жидкости.

Из сепараторов С 1 сырой газ поступает на установку теплообменников Т 1, Т 2, которые установлены параллельно. Теплообменник Т 1 представляет собой рекуперативный теплообменник «газ-газ», в котором сырой газ охлаждается потоком осушенного газа. Теплообменник Т 2 представляет собой рекуперативный теплообменник «газ-конденсат», в котором сырой газ охлаждается потоком нестабильного конденсата из низкотемпературного сепаратора. Для распределения потока сырого газа на входе Т 1 и Т 2 предусмотрены регуляторы расхода и замерные устройства. Для предотвращения гидратообразования в процессе охлаждения предусмотрена подача метанола в потоки сырого газа перед теплообменниками Т 1 и Т 2. Охлажденный сырой газ от установки теплообменников Т 1, Т 2 направляется в сепаратор С 2, где происходит разделение газа и жидкости. После С 2 газ поступает в детандерную секцию турбодетандера (ТДА).

В детандерной секции (ТД) ТДА происходит расширение газа до давления 2,6 МПа.

Двухфазный поток от ТД, совместно с газом выветривания от разделителя Р 1 с давлением 2,6 МПа и температурой до минус 62 °С отводится в низкотемпературный сепаратор С 3 с разделителем Р 2, где происходит разделение газа и жидкости, представляющей собой «легкие» фракции газового конденсата и насыщенного метанола. Очистка газа при низком давлении и температуре в С 3 обеспечивает максимальное извлечение компонентов С3+высшие и точку росы газа по воде и углеводородам в соответствии с СТО Газпром 089-2010.

После С 3 холод осушенного газа используется для охлаждения осушенного газа в теплообменнике Т 3 до температуры не выше (0 – минус 2) °С на выходе объектов подготовки, после компрессорной станции внешнего транспорта (ДКС-ВТ).

После теплообменника Т 1 поток осушенного газа направляется на компрессорную секцию (ТК) ТДА.

Газ, поступающий в компрессорную секцию ТДА, сжимается, и с давлением до 4,24 МПа и температурой до 60 °С поступает в ВХ 2, где охлаждается до температуры порядка 25 °С. Далее осушенный газ поступает на вход ДКС-ВТ.

Поток жидкости от С 1 по уровню сбрасывается в блок разделителей жидкости Р1 для разделения на конденсат и воду.

Давление сепарации в разделителе Р-1 принято примерно равным давлению в НТС, для возможности дальнейшей подготовки выделившегося газа совместно с сырым газом в низкотемпературном сепараторе С 3. Такое решение применимо до тех пор, пока давление входного потока не падает ниже давления НТС. После дальнейшего снижения давления в разделителе газ будет направлен в поток газа на вход ДКС-В.

Вода из разделителя Р 1 по уровню сбрасывается на сантехнические сооружения УКПГ для дальнейшей утилизации.

Конденсат из Р 1 и Р 2 направляется на УПН месторождения R для стабилизации.

Жидкость из сепаратора С 3 поступает в низкотемпературный разделитель Р 2, где разделяется на легкую фазу (конденсат углеводородный) и тяжелую (насыщенный метанол).

Насыщенный раствор метанола из Р 2 направляется на впрыск в поток сырого газа на ЗПА.

Холод «легкого» газового конденсата из Р 2 используется для охлаждения сырого газа в теплообменнике Т 2.

### ***Нефтяной промысел***

Добыча нефти по месторождению R в период с 2037 по 2070 составит 4726 тыс.т., в том числе добыча жидкости 856 302 тыс.т.

Для обеспечения подготовки поступающей жидкости предлагается смонтировать оборудование УПН в три линии с постепенным вводом линий по мере роста добычи жидкости. Принципиальная технологическая схема первой линий УПН месторождения R приведена в Приложении 7.2.



### *Описание работы УПН*

Продукция скважин первоочередных кустовых площадок месторождения с температурой плюс 10 °С, избыточным давлением 0,9 МПа и обводненностью не менее 70 % (в случае применения гидротранспорта продукции скважин) от узла подключения поступает в одну из двух параллельных технологических линий подготовки нефти и направляется в сепаратор С-1/1...3 типа НГС для удаления основного количества растворенного газа, а затем в гидроциклоны ГЦ-1/1..8 для очистки от мехпримесей. Для лучшего обезвоживания в нефтяную эмульсию подается деэмульгатор – Dissolvan V-4761. В силу того, что в скважинной продукции прогнозируется высокое содержание мехпримесей (до 0,5 % масс.), предусматривается применение входных гидроциклонов (пескоотделителей), что позволит снизить осаждение песка в последующих аппаратах технологической цепочки. Через гидроциклоны нефтегазоводяная эмульсия поступает в трехфазные сепараторы ТФС-1/1..8 для отделения «свободной воды» (снижения обводненности до точки инверсии фаз) и сепарации газа. После блока сепараторов ТФС-1 нефтяная эмульсия с обводненностью 63...67 % и остаточным содержанием газа, через блок рекуперативных теплообменников ТО-1 (где нагревается до 16,4°С), направляется в печи нагрева ПТБ-10 для нагрева потока до температуры 80 °С.

Затем при давлении 0,32 МПа (изб.) и температуре 80°С нефтяная эмульсия направляется в сепараторы ТФС-2/1...6, где происходит остаточный сброс подтоварной воды (массовое содержание воды в нефти составляет не более 10%).

Предварительно обезвоженная нефть после ТФС-2/1...6 насосами (для исключения газовыделения в аппарате) подается в электродегидраторы ЭДГ-1/1,2, где осуществляется глубокое обезвоживание нефти до 0,5 % масс.

Пройдя ступень глубокого обезвоживания, товарная нефть с температурой 79 °С, давлением 0,5 МПа направляется на рекуперативный теплообменник. Далее с температурой примерно – 40 °С пройдя сепарацию

на КСУ нефть поступает на буферный РВС для последующей откачки на месторождение Русское

Горячая пластовая вода, отделившаяся в аппаратах ТФС-2/1...6 и ЭДГ-1/1,2 через буферную емкость БЕ-1/1 насосом подается на смешение с нефтяной эмульсией перед рекуперационными теплообменниками, за счет чего входной поток нагревается до 40 – 45 °С. После рекуперативных теплообменников температура сырьевого потока составляет 43 – 48 °С.

Отделившаяся пластовая вода из аппаратов ТФС-1/1...8 с давлением 0,76 МПа (изб.) направляется на подготовку в ГЦ-2/1...4, отстойники воды ОВ-1/1...4 и буферы-дегазаторы БД-1/1...4. Очищенная пластовая вода поступает в резервуар РВС-10000, и затем подпорными насосами подается на прием КНС.

Недостающие для закачки объемы подтоварной воды, а также объемы воды для обеспечения гидротранспорта продукции скважин, компенсируются подпиточной сеноманской водой с кустовых площадок водозаборных скважин. Подпиточная вода, пройдя очистку от мехпримесей в гидроциклонах ГЦ-2/1...4 поступает вместе с очищенной подтоварной водой и стоками в буферы-дегазаторы и далее общим потоком направляются в буферный резервуар КНС РВС-10000 (один из резервуаров РВС-1/1..5).

Подготовленная вода из буферного резервуара поступает на прием насосов кустовых насосных станций КНС, далее с избыточным давлением 6,4 МПа направляется в теплообменники для нагрева воды ТОПВ-1/1..3, где происходит нагрев температуры воды до 115°С за счет подачи теплоносителя от котельной для нагрева воды системы ППД. Горячая вода от теплообменников ТОПВ-1/1..3 подается к нагнетательным скважинам первоочередных кустовых площадок для закачки в систему ППД.

Свободный нефтяной газ первой ступени сепарации от С-1/1...3 и ТФС-1/1..8 направляется на очистку от капельной жидкости в газосепараторы ГС-1/1,2 и далее через СИКГ-1 направляется потребителям: на УПТГ ПНГ для подготовки перед подачей в качестве топливного газа на электростанции

собственных нужд ЭСН-1, на котельную собственных нужд и котельную для нагрева воды системы ПЖД.

Свободный нефтяной газ второй ступени сепарации от ТФС-2/1..6 и ЭДГ-1/1,2 направляется на очистку от капельной жидкости в газосепараторы ГС-2/1,2 и далее используется на собственные нужды ЦПС: через СИКГ-2 направляется на продувку факельного коллектора высокого давления, через СИКГ-3 – на продувку факельного коллектора низкого давления, через СИКГ-4 – к подогревателям ПП-1/1..13 в качестве топливного газа, через СИКГ-5 – к дежурным горелкам факельных установок. При недостатке газа второй ступени сепарации для собственных нужд ЦПС его дефицит компенсируется путем перепуска части газа первой ступени сепарации.

В случае превышения давления в системе сброс избытка газа первой и второй ступени сепарации предусматривается в факельный коллектор высокого давления. Свободный нефтяной газ с концевой ступени сепарации от СК-1/1,2 направляется на сжигание в факельную систему низкого давления.

Подготовленная нефтеконденсатная смесь направляется по трубопроводу на месторождение Русское.

## **7.6 Энергоснабжение**

На данный момент на месторождении R объекты инфраструктуры отсутствуют. На период опытно-промышленной разработки энергоснабжение месторождения осуществляется автономно от модульных дизельных электрогенераторов.

На спроектированные объекты нефтяного и газового промыслов были определены потребляемые мощности. Рассмотрены варианты энергоснабжения месторождения: вариант собственной генерации электроэнергии и подключения к соседним источникам. Были рассчитаны затраты (операционные и капитальные), необходимые для обеспечения электроэнергией по рассматриваемым вариантам энергоснабжения. Т.к. разрабатываемое месторождение начинает свою работу именно с газового

эксплуатационного объекта, что позволит обеспечить топливом газовую электростанцию, а также для подключения к внешним источникам питания необходимы согласие руководства той стороны и свободные мощности необходимые для нас, базовым вариантом предлагается собственная генерация. Оценив преимущества и недостатки генерирующих установок (ГПЭС и ГТЭС) предлагается проектирование ГПЭС. Для определения количества агрегатов были рассчитаны потребляемые мощности объектов инфраструктуры, на основе которых сформирован баланс нагрузок (рисунок 7.6.1)

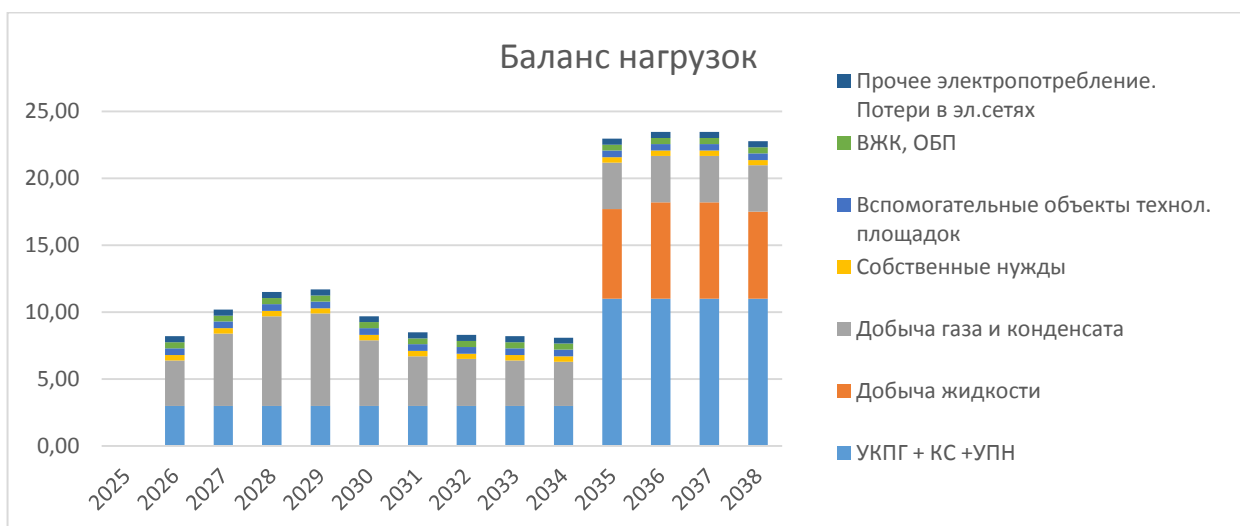


Рисунок 7.6.1 – Баланс нагрузок по годам

Так же рассчитана нагрузка по каждому кусту (рисунок 7.6.2) и количество агрегатов для ГПЭС (рисунок 7.6.3). Для обеспечения месторождения R необходимым объемом электроэнергии проектируется ГПЭС мощностью 4 МВт, количество агрегатов на период разработки газовых объектов потребуется 6 с учетом резерва, а с началом добычи нефти – 8 единиц. Сформирована схема внутрипромыслового энергоснабжения, отображающая протяженность ВЛ, потребляемые мощности кустов и мощности понижающих трансформаторов (Приложение 7.3).

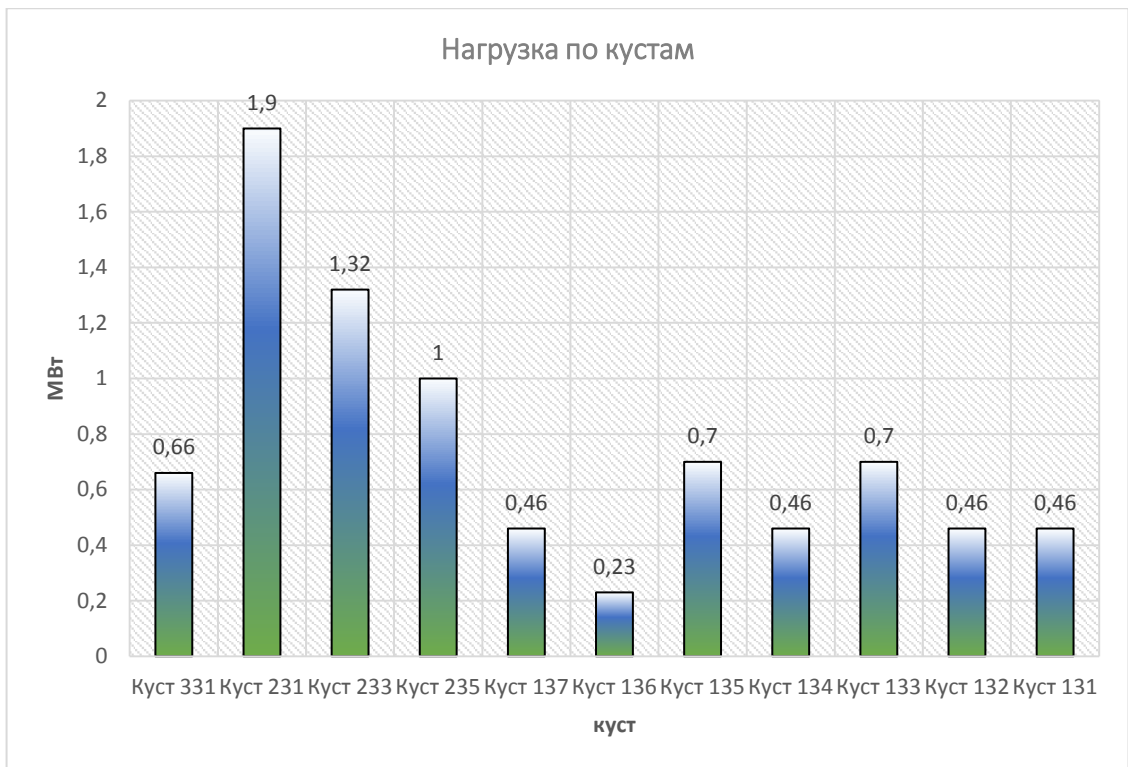


Рисунок 7.6.2 – Нагрузка по кустам

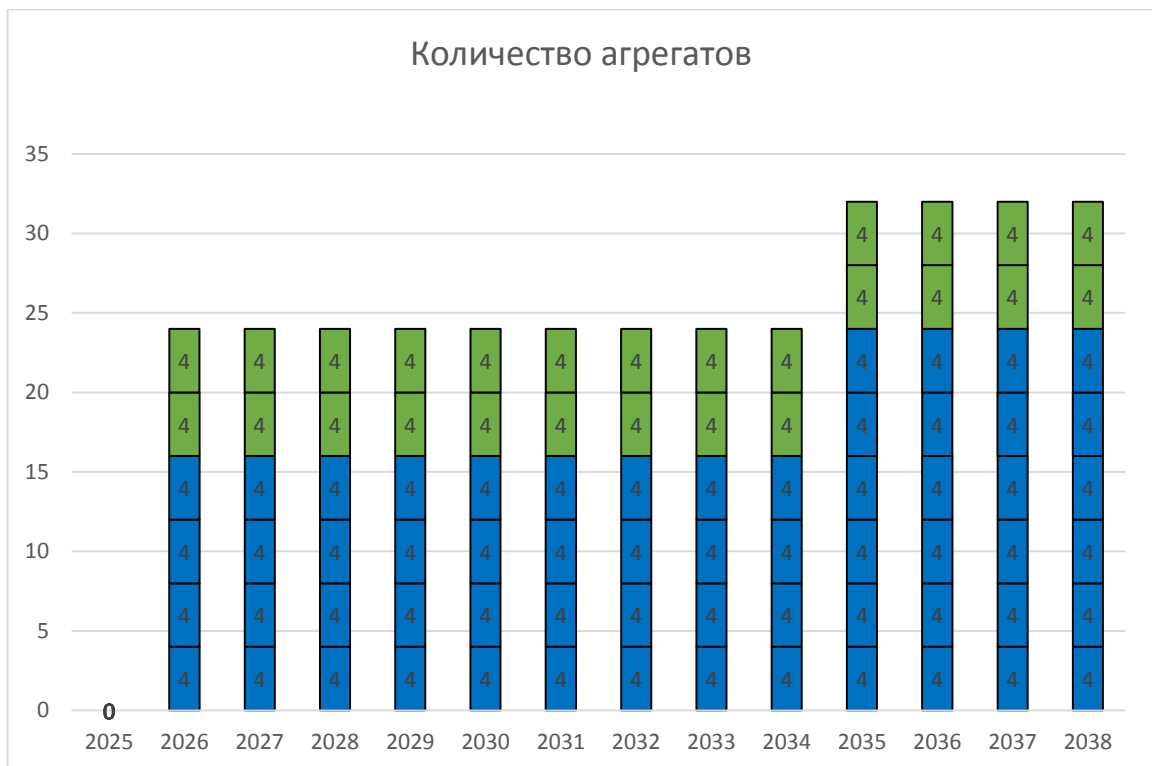


Рисунок 7.6.3 – Количество агрегатов с учетом резерва

## **7.8 Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей**

### **Характеристика действующей системы ППД**

В настоящее время, на месторождении R не осуществляется разработка нефтяных залежей, система ППД отсутствует.

### **Рекомендации по развитию системы ППД**

При проектировании водоводов следует руководствоваться следующими рекомендациями.

При приемистости нагнетательной скважины 120 м<sup>3</sup>/сут. и более следует предусматривать самостоятельный высоконапорный водовод от ВРП к каждой скважине. При приемистости нагнетательной скважины до 120 м<sup>3</sup>/сут. к каждому нагнетательному водоводу, идущему от ВРП, следует подключать такое количество нагнетательных скважин, суммарная приемистость которых позволяет осуществлять замер закачиваемой воды при отключении одной скважины.

Согласно ВНТП 3-85 потери напора в высоконапорных водоводах должны составлять не более 3-5% от рабочего давления в них. При технико-экономическом обосновании допускается увеличение потерь напора. За рабочее давление в высоконапорных водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами при минимальной расчетной производительности, с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности.

Согласно ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», сооружения системы водоснабжения объектов нефтедобычи должны иметь резерв производительности (до 15% от расчетного расхода воды) на производственные и хозяйственные нужды.

Система ППД на месторождении решается путем закачки пластовой воды через сеть нагнетательных скважин. Предусмотрено строительство водоводов системы ППД от КНС до нагнетательных скважин DN 100-200, с

рабочим давлением 20 МПа. Строительство высоконапорных водоводов осуществляется подземно в одной траншее с нефтесборными сетями. Трубопроводы предусматриваются в теплоизоляции. Конструкция водовода принята из теплоизолированных труб. Общая протяженность водоводов высоконапорных составит 20,3 км.

Принятая коллекторная схема обеспечит подачу необходимого объема воды к каждому кусту нефтяных скважин.

#### *Мероприятия по эксплуатационной надежности системы ППД*

К числу основных мероприятий по повышению эксплуатационной надежности системы ППД относятся мероприятия, направленные на уменьшение коррозии, которая возникает вследствие коррозионной активности перекачиваемой воды на оборудование и коммуникации.

Применение ингибиторов коррозии, подбор ингибиторов коррозии для промышленных вод может быть осуществлен по результатам специально организованных испытаний так называемыми «образцами-свидетелями».

Для защиты от внутренней и внешней коррозии рекомендуется использовать трубы с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием. Для защиты от коррозии внешней поверхности стенок трубы в настоящее время в основном используются полиэтиленовые, полиуретановые и эпоксидные составы. Также применяют стали повышенной коррозионной устойчивости (13ХФА, 20А, 20«С»), производства Челябинского, Волжского, Синарского и Северского трубных заводов.

Весь нагнетательный фонд скважин должен быть оснащен расходомерами и регуляторами расхода воды. Для учета объемов закачки рекомендуется использовать расходомеры типа СВУ. При отсутствии автоматических регуляторов расхода воды следует предусмотреть на устье каждой нагнетательной скважины или на блок-гребенках установку легкосъёмных штуцеров из износостойких материалов.

### 7.5.3 Требования к качеству закачиваемой воды

Организация системы ППД обусловлена повышенными требованиями к виду и качеству закачиваемой воды согласно ОСТ 39-225-88. В соответствии с отраслевым стандартом вода для закачки в пласт должна отвечать следующим требованиям:

- совместима с пластовой водой и породой. При контакте закачиваемой воды с водой продуктивного пласта и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики на 20,0 %;
- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/литр;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должно превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;
- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, следует учитывать возможность образования сернистого железа, что обуславливает необходимость разработки мероприятий для удаления ионов трехвалентного железа из воды
- не допускается присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в воде, предназначенной для закачки, если пластовые флюиды (нефть, газ и пластовая вода) не содержат сероводород;

В геологическом строении месторождения принимает участие комплекс осадочных пород мезозойско-кайнозойского возраста, слагающий платформенный чехол восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы. По составу это преимущественно песчано-глинистые отложения, глинистый материал которых может содержать компоненты, набухающие в пресной воде. При низкой проектной приёмистости нагнетательных скважин это может привести практически к полной закупорке поровых каналов в породе



пласта призабойной зоны нагнетательных скважин, то есть к затуханию их приёмистости. Использование пластовой воды в качестве вытесняющего агента обусловлено лучшей степенью отмыва пластовой водой нефти из коллекторов и её инертностью по отношению к породе и цементу. Природные пластовые воды являются идеальным рабочим агентом для вытеснения нефти. Поэтому в качестве основного источника воды для закачки в продуктивные пласты рекомендуется использовать пластовую воду. Дополнительно для водоснабжения системы ППД месторождения R предлагается использование подземных вод сеноманского горизонта, которые обладают преимуществами против использования других источников водоснабжения (пресные, сточные воды и др.), а именно:

- обладает хорошими нефтewымывающими свойствами;
- пластовые воды сеноманского горизонта относятся к водам субтермального, термального типа (25,0-40,0 °C), что позволит осуществлять подачу воды в систему ППД без осложнений в зимний период;
- по типу минерализации сеноманская вода является высоко минерализованной. В отличие от закачки пресных и слабосоленых вод, при нагнетании минерализованной воды в нефтяные пласты с высокой глинистостью не происходит разбухание глинистых частиц, и снижается образование твердых неорганических солей и их отложение в пласте, в подземном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. Специальные исследования показали, что разбухание глин не происходит при минерализации закачиваемой воды более 20,0-30,0 г/л и массовом содержании ионов кальция и магния более 10,0 %;
- не вызывает процесс сульфатредукции, по причине отсутствия сульфатов в своём составе;
- характеризуется высокой продуктивностью, дебит пластовой воды сеноманского горизонта может достигать до 3000 м<sup>3</sup>/сут.

Недостатком использования сеноманских вод является их сравнительно высокая коррозионная активность при транспортировке по низконапорным

водоводам вместе с газом и песком. Однако в напорных водоводах при движении по ним дегазированной сеноманской воды скорость коррозии металла труб уже сравнима с аналогичной скоростью при перекачке по трубам подтоварной воды. Поэтому в качестве источника водоснабжения системы ППД R месторождения рекомендуются подземные сеноманские воды.

В соответствии с ОСТ 39-225-88 определено, что в условиях разработки рассматриваемого месторождения следует закачивать воду с содержанием механических примесей и нефтепродуктов не более 3,0 мг/л и 5,0 мг/л.

#### **Рекомендации к системе поддержания пластового давления для газовых залежей**

Система поддержания пластового давления для газоносной залежи не предусматривается.

#### **Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод**

В настоящее время, на месторождении R отсутствуют объекты разработки.

При вводе в эксплуатацию системы ППД – предполагается использование добываемой воды в качестве рабочего агента для системы поддержания пластового давления.

### **7.7 Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей**

#### **7.7.1 Характеристика действующей системы ППД**

В настоящее время, на месторождении R не осуществляется разработка нефтяных залежей, система ППД отсутствует.

#### **7.7.2 Рекомендации по развитию системы ППД**

При проектировании водоводов следует руководствоваться следующими рекомендациями.

При приемистости нагнетательной скважины 120 м<sup>3</sup>/сут. и более следует предусматривать самостоятельный высоконапорный водовод от ВРП к каждой скважине. При приемистости нагнетательной скважины до 120 м<sup>3</sup>/сут. к каждому нагнетательному водоводу, идущему от ВРП, следует подключать такое количество нагнетательных скважин, суммарная приемистость которых позволяет осуществлять замер закачиваемой воды при отключении одной скважины.

Согласно ВНТП 3-85 потери напора в высоконапорных водоводах должны составлять не более 3-5% от рабочего давления в них. За рабочее давление в высоконапорных водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами при минимальной расчетной производительности, с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности.

Согласно ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», сооружения системы водоснабжения объектов нефтедобычи должны иметь резерв производительности (до 15% от расчетного расхода воды) на производственные и хозяйственные нужды.

Система ППД на месторождении решается путем закачки пластовой воды через сеть нагнетательных скважин. Предусмотрено строительство водоводов системы ППД от КНС до нагнетательных скважин DN 100-200, с рабочим давлением 20 МПа. Строительство высоконапорных водоводов осуществляется подземно в одной траншее с нефтесборными сетями. Трубопроводы предусматриваются в теплоизоляции. Конструкция водовода принята из теплоизолированных труб. Общая протяженность водоводов высоконапорных составит 20,3 км.

Принятая коллекторная схема обеспечит подачу необходимого объема воды к каждому кусту нефтяных скважин.

### **7.7.3 Требования к качеству закачиваемой воды**

Организация системы ППД обусловлена повышенными требованиями к виду и качеству закачиваемой воды согласно ОСТ 39-225-88. В

соответствии с отраслевым стандартом вода для закачки в пласт должна отвечать следующим требованиям:

- совместима с пластовой водой и породой. При контакте закачиваемой воды с водой продуктивного пласта и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики на 20,0 %;
- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/литр;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должно превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;
- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, следует учитывать возможность образования сернистого железа, что обуславливает необходимость разработки мероприятий для удаления ионов трехвалентного железа из воды
- не допускается присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в воде, предназначенной для закачки, если пластовые флюиды (нефть, газ и пластовая вода) не содержат сероводород;

В геологическом строении месторождения принимает участие комплекс осадочных пород мезозойско-кайнозойского возраста, слагающий платформенный чехол восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы. По составу это преимущественно песчано-глинистые отложения, глинистый материал которых может содержать компоненты, набухающие в пресной воде. При низкой проектной приёмистости нагнетательных скважин это может привести практически к полной закупорке поровых каналов в породе ПЗП нагнетательных скважин, то есть к затуханию их приёмистости. Использование пластовой воды в качестве вытесняющего агента обусловлено лучшей степенью отмыва пластовой водой нефти из коллекторов и её

инертностью по отношению к породе и цементу. Дополнительно для водоснабжения системы ППД месторождения R предлагается использование подземных вод сеноманского горизонта, которые обладают преимуществами против использования других источников водоснабжения (пресные, сточные воды и др.), а именно:

- обладает хорошими нефтewымывающими свойствами;
- пластовые воды сеноманского горизонта относятся к водам субтермального, термального типа (25,0-40,0 °C), что позволит осуществлять подачу воды в систему ППД без осложнений в зимний период;
- по типу минерализации сеноманская вода является высоко минерализованной. В отличие от закачки пресных и слабосоленых вод, при нагнетании минерализованной воды в нефтяные пласты с высокой глинистостью не происходит разбухание глинистых частиц, и снижается образование твердых неорганических солей и их отложение в пласте, в подземном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти.
- не вызывает процесс сульфатредукции, по причине отсутствия сульфатов в своём составе;
- характеризуется высокой продуктивностью, дебит пластовой воды сеноманского горизонта может достигать до 3000 м<sup>3</sup>/сут.

#### **7.7.4 Рекомендации к системе поддержания пластового давления для газовых залежей**

Система поддержания пластового давления для газоносной залежи не предусматривается.

#### **7.7.5 Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод**

В настоящее время, на месторождении R отсутствуют объекты разработки.

При вводе в эксплуатацию системы ППД – предполагается использование добываемой воды в качестве рабочего агента для системы поддержания пластового давления.

### **7.8 Обеспечение водоснабжения**

Источником хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного водоснабжения являются артезианские скважины.

На площадках промзоны, проектом предусматриваются отдельные системы хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения, на площадке ВЖК предусматривается система хозяйственно-питьевого водоснабжения, объединенная с противопожарным водопроводом.

Очистка воды предусматривается на станции электрокоагуляционной подготовки питьевой воды.

На площадках промзоны предусматриваются системы пожаротушения. Кусты также оборудуются первичными средствами пожаротушения.

На проектируемых площадках предусматривается сбор производственно-дождевых и хозяйственно-бытовых стоков.

Хозяйственно-бытовые стоки по самотечным трубопроводам поступают в канализационную насосную станцию и подаются на установку биологической очистки сточных вод. Очищенные и обеззараженные стоки подаются в резервуары очищенных стоков, затем насосами в приемный коллектор насосной станции системы ППД перед узлом учета воды.

Основной источник воды для закачки в пласт – отделенная на УПН месторождения R пластовая вода. Для восполнения дефицита пластовой воды предусмотрено привлечение водных ресурсов сеноманского горизонта.

Согласно проектным решениям максимальный годовой объем закачки воды с целью ППД 593,54 тыс. м<sup>3</sup>/г (1710 м<sup>3</sup>/сут) в 2041 году.

### **7.9 Мероприятия по использованию и утилизации попутного нефтяного газа**

Весь попутный нефтяной газ, выделившийся на ступенях сепарации УПН, направляется на прием газопоршневой компрессорной станции (КС), в

которой дожимается до давления необходимого для проведения процесса НТС.

КС необходима также для компримирования природного газа, так как пластовое давление с течением времени падает и его не хватает для осуществления метода НТС и дальнейшего транспорта газа. При эксплуатации месторождения газ будет компримироваться в одну, две или три ступени.

В состав сооружений компрессорной станции КС входят:

- сепараторы входные;
- газопоршневые компрессорные агрегаты;
- воздушные холодильники газа;
- концевой сепаратор;
- маслохозяйство;
- воздушная КС;
- азотная установка.

Газовый поток направляется во входные сепараторы, в которых происходит улавливание жидкости, уносимой газом. Потом газ поступает на прием компрессоров, проходит несколько ступеней сжатия.

Скомпримированный газ после каждой ступени сжатия охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения. На входе каждой ступени компримирования установлены входные сепараторы. Конденсат из сепараторов сбрасывается по уровню в сборник конденсата.

## **ГЛАВА 8 КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ДОРАЗВЕДКА**

В течение всего срока разработки месторождения необходимо осуществлять контроль за процессом разработки. Контроль осуществляется в целях оценки эффективности применяемой системы разработки, получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки.

По сложности геологического строения и структуре запасов нефти, и климатическим факторам условия для разработки месторождения R можно охарактеризовать как неблагоприятные: высокая неоднородность коллектора по площади и разрезу, разделение залежи на гидродинамически изолированные блоки, наличие объемной газовой шапки и обширной водонефтяной зоны. В этих условиях особое значение приобретает выполнение программы комплексного контроля за разработкой месторождения.

### **8.1 Мониторинг давления и температуры**

Определение пластового давления будет осуществляться по всем добывающим и нагнетательным скважинам, вскрывшим эксплуатационные объекты после выхода из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих скважинах.

Предполагается оборудовать скважины современными системами забойных датчиков (забойными датчиками), которые позволяют получать значения давления и температуры в нескольких точках в режиме реального времени.

### **8.2 Состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой**

Необходимо осуществлять программу контроля, включающую:

- определение дебитов, продуктивности, удельной продуктивности скважин в различных частях залежи;
- выбор и обоснование наиболее оптимальных условий эксплуатации скважин различной конструкции и расположенных в



различных частях залежей.

- гидродинамический контроль фильтрационных свойств пласта;
- контроль за изменением пластового давления в различных частях залежей;
- изучение динамики изменения обводненности добываемой продукции;
- контроль за продвижением ВНК, ГВК;
- определение профиля и состава притока;
- контроль за изменением насыщенности пластов;
- контроль за выработкой запасов углеводородов;
- оценка и выбор оптимальных технологий бурения и освоения скважин;
- подбор и оценка мероприятия по повышению эффективности технологии добычи углеводородов;
- подбор и оценка мероприятия по улучшению водоподготовки для целей ППД;
- оценка мероприятий по оптимизации системы сбора и подготовки углеводородов.
- определение пространственного положения (траектории) ствола скважин при наклонно-направленном и горизонтальном бурении;
- оценка качества цементирования обсадных колонн;
- определение герметичности обсадных колонн и эксплуатационного лифта;
- определение фактического местоположения интервалов перфорации;
- определение текущего забоя скважин, глубины спуска технологического оборудования;
- определение работающих (отдающих и поглощающих) интервалов разреза пласта;
- определение состава притока и источников обводнения

добываемой продукции;

- выявление заколонных перетоков флюидов.

Для решения перечисленных задач на месторождении рекомендуется создать единую систему контроля за разработкой, используя в совокупности все категории наблюдательных, разведочных и эксплуатационных скважин.

Эффективность системы контроля за разработкой достигается комплексным использованием геофизических, гидродинамических и геохимических исследований скважин и пластовых флюидов.

### **8.3 Контроль гидравлического разрыва пласта**

К промыслово-геофизическим методам контроля ГРП относятся исследования термометрией и радиоактивными методами с использованием радиоактивных изотопов.

Наиболее же эффективным методом контроля за интервалами образования трещин в процессе ГРП является использование нейтронного метода. В этом случае продавка песчаного агента производится с помощью утяжеленного солевого раствора. Интервалы поглощения данного раствора контролируются путем сравнения фонового и повторного замеров. Все замеры проводятся до освоения скважины после осуществления ГРП, но при этом необходимо убедиться в отсутствии затрубного перетока жидкости. Поэтому наряду с замерами по нейтронному методу целесообразно проведение исследований термометрией.

### **8.4 Программа исследовательских работ**

При реализации разработки месторождения R предусматривается проведение исследовательских работ по следующим направлениям:

- доизучение и уточнение геолого-физических параметров и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рассматриваемых залежей углеводородов;
- изучение геолого-физических параметров и физико-химических свойств пластовых флюидов;
- оценка добычных возможностей пластов БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub>;

– оценка энергетических возможностей залежей, оптимальных режимов их дренирования и поддержания пластового давления;

– контроль за техническим состоянием скважин в процессе их строительства и эксплуатации.

Целью комплекса промысловых и лабораторных исследований является уточнение имеющейся и наработка новых данных о характеристике месторождения, используемой для построения адресной постоянно-действующей геолого-гидродинамической модели коллектора, уточнения механизма вытеснения нефти.

Не менее важной задачей является – снизить геологические и технологические риски при последующем освоении месторождения.

По каждому направлению работ выделяются следующие комплексы основных исследовательских задач.

## **ГЛАВА 9 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**

### **9.1 Методика и исходные данные для экономической оценки**

Нефтегазоконденсатное месторождение R располагается в юго-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Экономические расчеты для месторождения R выполнены на основе технологических показателей вариантов разработки нефтесодержащих и газоконденсатных залежей по 3 эксплуатационным объектам: БТ<sub>14</sub>, БТ<sub>17</sub> (нефтяная залежь), БТ<sub>17</sub> (газоконденсатная залежь) и месторождению в целом, приведенных в предыдущих разделах, принятых нормативов капитальных вложений и текущих затрат.

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения R выполнена в соответствии с «Методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденными в качестве временных рекомендаций распоряжением МПР России от 18.05.2016 г. № 12-р (далее – временные «Методические рекомендации»); «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» от 21.06.1999 г. № ВК 477.

Проведение расчетов по оценке экономической эффективности вариантов разработки месторождения R проводится на основе анализа показателей эффективности, рассчитанных в условиях действующей налоговой системы и выступающих в качестве экономических критериев:

Для экономической оценки вариантов использованы следующие основные показатели эффективности:

- накопленный чистый доход пользователя недр (ЧД);
- дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД);
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (ВНР);
- срок окупаемости (PI);
- индекс доходности затрат;
- индекс доходности капитальных затрат.

В систему оценочных показателей включены капитальные вложения, эксплуатационные затраты и доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Экономические показатели рассчитаны при условии финансирования работ за счет собственных средств недропользователя, без учета инфляции.

Для приведения предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соразмерности по экономической ценности в начальном периоде проведено дисконтирование потока наличности предприятия и дохода государства при ставке дисконта, равной 20 %..

В расчетах учтены технологические потери при добыче свободного газа и газа газовой шапки в размере 0,005 %, по газовому конденсату – 0,4 %, по нефти – 0,125 %.

Товарной продукцией в проекте является газ (природный, газовой шапки, попутный нефтяной) и газовый конденсат в смеси с нефтью.

Транспортные расходы определены с учетом средневзвешенных значений по целевым регионам поставки УВ с месторождения R в размере 2881,2 руб./т или 49,1 \$/т.

Точка сдачи газа – по проектируемому газопроводу протяженностью 100 км с ГКМ месторождения R на существующую КС Заполярная ПАО Газпром.

Газовый конденсат планируется транспортировать совместно с нефтью через проектируемый конденсатопровод протяженностью 80 км от УКПГ на существующую УПН Русского ЛУ с установкой коммерческого узла учета в точке подключения.

На месторождении R часть свободного газа расходуется на собственные нужды (выработка собственной электроэнергии на ГПЭС).

### 9.1.1 Система налогов и платежей

Технико-экономическая оценка выполнена в соответствии с действующим Налоговым кодексом Российской Федерации и Федеральными Законами «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса РФ». При расчете финансово-экономических показателей учтены следующие виды налогов:

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на нефть взимается на основании ст.342 главы 26 НК РФ. НДПИ начисляется на валовую добычу нефти.

В формуле расчета НДПИ базовая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц). Полученное произведение уменьшается на величину показателя (Дм), характеризующего особенности добычи нефти данного месторождения. Коэффициенты Кц и Дм определяются налогоплательщиком самостоятельно.

$$\text{Ставка НДПИ} = \text{Базовая ставка} * K_{ц} - D_{м} \quad (9.1)$$

Согласно закону № 366-ФЗ от 24.12.2014 базовая ставка НДПИ на нефть с 01.01.2017 г. утверждена в размере 919 рублей.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц), рассчитывается по формуле:

$$K_{ц} = (Ц - 15) * \frac{P}{261} \quad (9.2)$$

где Ц – средний за налоговый период уровень цен сорта нефти «Юралс», \$/барр.;

Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком РФ.

Коэффициент, характеризующий особенности добычи нефти (Дм), рассчитывается по следующей формуле:

$$D_{м} = K_{ндпи} * K_{ц} * (1 - K_{в} * K_{з} * K_{д} * K_{дв} * K_{кан}) - K_{к} \quad (9.3)$$

где  $K_{ндпи}$  равен 559 руб. с 01.01.2017.

Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов

конкретного участка недр ( $K_v$ ), определяется в следующем порядке:

- степень выработанности больше или равна 0,8 и меньше или равна 1:

$$K_v = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V} \quad (9.4)$$

где  $N$  – сумма накопленной добычи нефти на участке недр за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента  $K_v$ ;

$V$  – начальные извлекаемые запасы нефти;

- степень выработанности превышает 1:  $K_v$  принимается равным 0,3;

- в иных случаях коэффициент  $K_v$  принимается равным 1.

На ЛУ R начальные извлекаемые запасы нефти по состоянию на 01.01.2006 равны 8089 тыс. т. Степень выработанности на 01.01.2019 на уровне 0,01 %. Превышение степени выработанности 80 % достигается в 2110 году.

Коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка ( $K_z$ ) рассчитывается, если величина начальных извлекаемых запасов нефти ( $V_z$ ) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов конкретного участка недр меньше или равна 0,05. Значение  $K_z$  определяется по следующей формуле:

$$K_z = 0,125 * V_z + 0,375 \quad (9.5)$$

где  $V_z$  – начальные извлекаемые запасы нефти в млн. тонн с точностью до 3-го знака после запятой, утвержденные в году, предшествующем году налогового периода.

В случае превышения начальных извлекаемых запасов нефти 5 млн. тонн коэффициент  $K_z$  принимается равным 1.

Величина начальных извлекаемых запасов нефти на ЛУ R, утвержденных в рамках подсчета запасов в 2018 году, составляет 7,942 млн.тонн, поэтому коэффициент  $K_z = 1$ .

Объекты месторождения R не содержат залежи с утвержденным показателем проницаемости не более  $2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной

нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров, поэтому  $K_d$  (коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти) принимается равным 1.

Коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья ( $K_{дв}$ ) принимается равным значению  $K_v$ , определяемому для участка недр, содержащего эту залежь, если одновременно соблюдаются следующие условия:

- залежь углеводородного сырья, для которой определяется значение  $K_{дв}$ , находится на участке недр, содержащем иные залежи или залежи углеводородного сырья, значение  $K_d$  для которых составляет менее 1;

- значение  $K_d$  по залежи углеводородного сырья, для которой определяется значение коэффициента  $K_{дв}$  в соответствии с настоящим подпунктом, равно 1;

На месторождении R  $K_{дв} = K_v = 1$ .

Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ( $K_{кан}$ ) на месторождении R принимается равным 1, т.к. разработка нефтесодержащих залежей в проекте планируется после 31.12.2021.

Коэффициент  $K_k$  – устанавливается равным 428 – на период с 1 января по 31 декабря 2019 года включительно, 0 – с 1 января 2020 года.

Налогообложение производится по налоговой ставке 0 руб. при добыче:

- 1) попутного газа;
- 2) газа природного, закачанного в пласт для поддержания пластового давления при добыче газового конденсата в пределах одного участка недр в соответствии с техническим проектом разработки месторождения;
- 3) нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям.



На месторождении R налогообложение по налоговой ставке 0 руб. производится в отношении попутного нефтяного газа и газа газовых шапок, добываемого через нефтяных скважины совместно с нефтью.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на газ и конденсат взимается на основании ст.342 главы 26 НК РФ. НДПИ начисляется на валовую добычу углеводородов.

В формуле расчета НДПИ при добыче газа горючего природного налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива (Еут) и на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (Кс). Полученное произведение суммируется со значением показателя, характеризующего расходы на транспортировку газа горючего природного (Тг). Если полученная сумма оказалась меньше 0, значение налоговой ставки принимается равным 0:

$$\text{Ставка НДПИ газ} = \text{Налоговая ставка} * \text{Еут} * \text{Кс} + \text{Тг}$$

В связи с тем, что газовый конденсат, добытый на Пырейном месторождении собирается в один резервуар пункта налива установки подготовки топливного газа и соответствует СТП-02-23-09. Формула расчета НДПИ на газовый конденсат принята на основании ст. 342 главы 26 НК РФ.

В формуле расчета НДПИ при добыче газового конденсата налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива (Еут), на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (Кс), и на корректирующий коэффициент (Ккм):

$$\text{Ставка НДПИ газовый конденсат} = \text{Налоговая ставка} * \text{Еут} * \text{Кс} * \text{Ккм}$$

Согласно закону № 263-ФЗ от 30.09.2013 г. налоговая ставка НДПИ на газовый конденсат с 1.07.2014 утверждена в размере 42 рубля за 1 тонну газового конденсата, на газ горючий природный в размере 35 рублей за 1000 м<sup>3</sup> газа.

Базовое значение единицы условного топлива  $E_{ут}$  рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно при добыче газа горючего природного (за исключением попутного газа) и (или) газового конденсата для участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, следующим образом:

$$E_{ут} = \frac{0,15 \times K_{гп} \times (Ц_{г} \times D_{г} + Ц_{к} \times (1 - D_{г}))}{(1 - D_{г}) \times 42 + D_{г} \times 35} \quad (9.7)$$

где  $Ц_{г}$  – цена газа горючего природного;

$D_{г}$  – коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа) в общем количестве газа горючего природного (за исключением попутного газа) и газового конденсата, добытых в истекшем налоговом периоде на участке недр, содержащем залежь углеводородного сырья;

$Ц_{к}$  – цена газового конденсата.

Цена газового конденсата  $Ц_{к}$  рассчитывается следующим образом:

$$Ц_{к} = (Ц \times 8 - П_{н}) \times P, \quad (9.8)$$

где  $Ц$  – средняя за истекший налоговый период цена нефти сорта Юралс за баррель, выраженная в долларах США;

$П_{н}$  – ставка вывозной таможенной пошлины на газовый конденсат, рассчитывается налогоплательщиком для каждого налогового периода в следующем порядке:

при сложившейся за период мониторинга средней цене на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья до \$ 109,5 – \$ 0;

при цене от \$ 109,5 до \$ 146,0 – 35 % от разницы между реальной ценой и \$ 109,5;

при цене от \$ 146,0 до \$ 182,5 – \$ 12,78 и 45 % от разницы между реальной ценой и \$ 146,0;

при цене свыше \$ 182,5 – \$ 29,2 и 59 % от разницы между реальной ценой и \$ 182,5.

$P$  – среднее за истекший налоговый период значение курса доллара США к рублю Российской Федерации.

$K_{гп}$  – коэффициент, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива, устанавливается равным 1.

Коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа) в общем количестве газа горючего природного (за исключением попутного газа) и газового конденсата, добытых в истекшем налоговом периоде на участке недр, содержащем залежь углеводородного сырья,  $D_r$  рассчитывается следующим образом:

$$D_r = \frac{35 \times \Gamma_o}{35 \times \Gamma_o + 42 \times K_o}, \quad (9.9)$$

где  $\Gamma_o$  – количество добытого за истекший налоговый период на участке недр газа горючего природного (за исключением попутного газа), выраженное в тысячах кубических метров;

$K_o$  – количество добытого за истекший налоговый период на участке недр газового конденсата, выраженное в тоннах.

Цена газа горючего природного  $C_r$  рассчитывается следующим образом:

$$C_r = C_v \times O_v + C_g \times (1 - O_v), \quad (9.10)$$

где  $C_v$  – средняя оптовая цена на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения);

$O_v$  – коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям Российской Федерации в общем объеме реализованного организацией газа;

Цэ – расчетная цена газа горючего природного при поставках за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств, рассчитываемая следующим образом:

$$Ц_э = Ц_{дз} \times \left( \frac{100\% - C_{тп}}{100\%} \right) - P_{дз}, \quad (9.11)$$

где Ц<sub>дз</sub> – расчетная цена реализации газа за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств;

С<sub>тп</sub> – ставка вывозной таможенной пошлины на газ горючий природный, выраженная в процентах, которая была установлена для истекшего налогового периода;

Р<sub>дз</sub> – расходы на транспортировку и хранение газа при его реализации за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств, выраженные в рублях за 1 000 кубических метров газа.

Коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям Российской Федерации в общем объеме реализованного организацией газа О<sub>в</sub>, устанавливается равным:

1). 0,64 – для налогоплательщиков, являющихся в течение всего налогового периода организациями – собственниками объектов Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов.

2). 1 – для налогоплательщиков, не указанных выше.

На месторождении R О<sub>в</sub>=1.

Значение коэффициента К<sub>гпн</sub>, определяется налогоплательщиком самостоятельно следующим образом:

$$K_{гпн} = \frac{35 \times \Gamma_{co}}{35 \times (\Gamma_{co} + \Gamma_{п}) + 42 \times (H_o + K_{co})}, \quad (9.12)$$

где  $G_{co}$  – количество добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа), выраженное в тысячах кубических метров;

$G_p$  – количество добытого попутного газа, выраженное в тысячах кубических метров;

$N_o$  – количество добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, выраженное в тоннах;

$K_{co}$  – количество добытого газового конденсата, выраженное в тоннах.

Показатели  $G_{co}$ ,  $G_p$ ,  $N_o$ ,  $K_{co}$  определяются за истекший налоговый период применительно к добыче на всех участках недр, находящихся в пользовании налогоплательщика.

Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья  $K_c$ , принимается равным минимальному значению из значений коэффициентов  $K_{вг}$ ,  $K_p$ ,  $K_{гз}$ ,  $K_{ас}$ ,  $K_{орз}$ .

$K_{вг}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов газа конкретного участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья.

В случае, если степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр  $C_{вг}$  больше 0,7 и меньше или равна 0,9, коэффициент  $K_{вг}$  рассчитывается следующим образом:

$$K_{вг} = 2,75 - 2,5 \times C_{вг} \quad (9.13)$$

В случае, если степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр  $C_{вг}$  больше 0,9, коэффициент  $K_{вг}$  принимается равным 0,5.

В случае, если степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр  $C_{вг}$  меньше или равна 0,7, коэффициент  $K_{вг}$  принимается равным 1.

$K_p$  (коэффициент, характеризующий географическое расположение участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья) для участка недр,

содержащего залежь углеводородного сырья, расположенного полностью или частично на полуострове Ямал и (или) Гыданском полуострове в Ямало-Ненецком автономном округе.

Месторождение R расположено в пределах Большехетской впадины, таким образом оснований для применения Kr нет.

На объекте БТ<sub>17</sub> (газоконденсатная залежь) месторождении R применен коэффициент K<sub>гз</sub> (коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья) в размере 0,64 (глубина залегания газоконденсатных залежей в пределах 1700м - 3300 м).

*Kac* (коэффициент, характеризующий принадлежность участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, к региональной системе газоснабжения). Если участок недр, содержащий залежь углеводородного сырья, является ресурсной базой исключительно для региональной системы газоснабжения, коэффициент Kac принимается равным 0,1. В иных случаях коэффициент Kac принимается равным 1. На месторождении R Kac = 1.

*Kорз* (коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей участка недр). В случае, если добыча газа горючего природного осуществляется из залежи углеводородного сырья, отнесенной к туронским продуктивным отложениям, коэффициент Корз рассчитывается следующим образом:

$$K_{орз} = 0,053 \times n + 0,157 \quad , \quad (9.14)$$

В иных случаях коэффициент Корз принимается равным 1.

На месторождении R нет залежей, отнесенных к туронским продуктивным отложениям, Корз = 1.

Корректирующий коэффициент K<sub>км</sub> принимается равным 6,5 на период с 1 января 2019 года и до конца расчетного периода.

Налоговые льготы, применяемые к объектам рассматриваемым в данном проекте приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

## Налоговые льготы

Тип льготы	Комментарии по текущим условиям по м/р	Применение
1. НДСПИ нефть		
Баженовские, Абалакские, Хадумские, Доманиковские отложения (НДСПИ=0)	Запасы указанных продуктивных пластов отсутствуют на месторождении.	НЕТ
Малые Лицензионные участки (Кз)	Оцениваемые НИЗ – 7,942 млн.т.	НЕТ
Льгота по выработанности запасов (Кв=1=Кдв)	На 01.01.2019 г. степень выработанности по ЛУ составляет 0,01 %. Начиная с 2110 степень выработанности превышает 80%.	ДА
Географическое расположение участков севернее 65 градуса северной широты и др (Ккан)	Ввод нефтяных объектов с 2035 года	НЕТ
2. НДСПИ газ/конденсат		
Туронские отложения (Корз)	Запасы указанных продуктивных пластов отсутствуют на месторождении (Корз=1)	НЕТ
Глубина залегания залежи углеводородного сырья (Кгз=1; 0,64; 0,5)	Глубина запасов объекта БТ17 в пределах 1700м-3300 м (Кгз=0,64)	ДА
Географическое расположение участка недр (Кр)	Участок располагается на 65 градусе северной широты (Кр=1)	НЕТ
Принадлежность участка недр, к региональной системе газоснабжения (Кас)	Участок не является ресурсной базой для региональной системе газоснабжения (Кас=1)	НЕТ
Степень выработанности запасов газа конкретного участка недр (Квг)	В период 2019 - 2042 гг $Свг < 0,7$ (Квг=1); в период 2043 - 2056 гг $Свг > 0,7 < 0,9$ (Квг=2,75-2,5*Свг); с 2057 г и до конца расчетного периода $Свг > 0,9$ (Квг=0,5)	ДА

Налог на прибыль взимается по ставке 20 % в соответствии с п.1 ст.284 НК РФ.

П.2 статьи 283 НК РФ предоставляет право налогоплательщику при расчете налога на прибыль осуществлять перенос убытка на будущее, следующих за тем налоговым периодом, в котором получен этот убыток. Перенос убытков осуществляется с учетом ограничений, установленных п. 2.1 ст. 283 НК РФ, когда налоговая база по налогу на прибыль в период 2017 – 2020 гг. может быть уменьшена на сумму убытков, полученных в предыдущих налоговых периодах, не более чем на 50 процентов.

В соответствии с п. 9 статьи 258 НК РФ налогоплательщику предоставлено право при расчете налога на прибыль учитывать расходы на капитальные вложения в размере, не превышающем 10 % от первоначальной стоимости основных средств, относящихся к 1 – 2 амортизационным группам и не превышающем 30 % от первоначальной стоимости основных средств, относящихся к 3-7 амортизационным группам. Размер учитываемых расходов в Компании в отношении третьей – седьмой амортизационных групп принят на уровне 30 %.

Согласно п. 1 статьи 252 и п.1.8 статьи 265 НК РФ налогоплательщику предоставлено право при расчете налога на прибыль уменьшить доход на сумму произведенных внереализационных расходов (ликвидационных затрат).

Страховые взносы начисляются в соответствии с федеральными законами о конкретных видах обязательного социального страхования: Федеральный закон от 15.12.2012 № 167-ФЗ (ред. от 23.04.2018) «Об обязательном пенсионном страховании в РФ», Федеральный закон от 29.12.2006 №255-ФЗ (ред. от 07.03.2018) «Об обязательном социальном страховании на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством», Федеральный закон от 29.11.2010 № 326-ФЗ (ред. от 28.12.2016) «Об обязательном медицинском страховании в Российской Федерации».



В соответствии со ст. 426 гл.34 НК РФ применяются следующие тарифы страховых взносов: в Пенсионный Фонд РФ – 22 % (на период 2017 – 2020 г.), начиная с 2021 г. – 26 %, в Фонд социального страхования РФ – 2,9 %, в Фонд обязательного медицинского страхования РФ – 5,1 %. Совокупная величина страховых взносов составляет на период 2017 – 2020 гг. – 30 %, начиная с 2021 г. – 34 %.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 15.10.2017 № 1378 «О предельной величине базы для начисления страховых взносов в Фонд социального страхования Российской Федерации и Пенсионный фонд Российской Федерации с 1 января 2018 года» предельная величина базы для начисления страховых взносов на обязательное социальное страхование составляет 815 тыс. руб., для начисления страховых взносов на обязательное пенсионное страхование – 1021 тыс. руб.

Для начисления страховых взносов на обязательное социальное страхование к той части базы, которая не превышает 815 тыс. руб., применяется базовый тариф 2,9 %, в части превышения страховой взнос не взимается. База для начисления страховых взносов на обязательное медицинское страхование не имеет предельных значений.

Для начисления страховых взносов на обязательное пенсионное страхование к той части базы, которая не превышает 1021 тыс. руб., применяется базовый тариф, в части превышения она облагается по сниженному тарифу 10 %.

Страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний для нефтедобывающей промышленности, относящейся к 4 классу профессионального риска, выплачивается в размере 0,5 % от фонда оплаты труда, для газодобывающей промышленности, относящейся к 1 классу профессионального риска, выплачивается в размере 0,2 % от фонда оплаты труда. Основание – ст. 1 Федерального закона РФ от 22.12.2005 г.

Налог на имущество предприятий взимается в размере 2,2 % от среднегодовой остаточной стоимости основных производственных фондов в соответствии с гл. 30 НК «Налог на имущество организаций», принятой Федеральным законом РФ от 11.11.2003 г. № 139-ФЗ. Объекты основных средств первой и второй амортизационных групп не учитываются при определении налоговой базы. Основание – п. 8 ст. 374 НК РФ, принятый Федеральным законом РФ № 366-ФЗ от 24.11.2014 г.

Прочие налоги (плата за загрязнение окружающей среды, плата за землю, арендная плата за землю, плата за воду и др.) рассчитаны в соответствии с нормативом на 1 скважину в размере 137,6 тыс. руб./скв., определенным на основании прогноза операционных затрат из утвержденной отраслевой программы развития по месторождению R.

#### **9.1.2 Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов**

На базе технологических показателей с использованием смет и укрупненных нормативов удельных капитальных вложений рассчитаны динамика и структура капитальных вложений по направлениям производства.

Капитальные вложения рассчитаны на бурение добывающих нефтяных и газовых скважин, нагнетательных скважин, водозаборных скважин, ГРП при бурении, зарезку боковых стволов, оборудование, не входящее в сметы строек для газодобычи и нефтедобычи, обустройство нефтяного и газоконденсатного промыслов и строительство внешней инфраструктуры транспорта УВ.

Оборудование, не входящее в сметы строек, на вводимую газовую нефтяную скважины, а также на замену оборудования действующего фонда приняты исходя из прогнозных данных по месторождению R.

Расчет капитальных вложений на отсыпку и обустройство кустов скважин, строительство объектов автоматизации и связи выполнен укрупненно с использованием норматива на 1 скважину. Расчет капитальных

вложений на строительство линейных и крупных площадочных объектов газоконденсатного и нефтяного промыслов выполнен пообъектно.

Удельные нормативы на отсыпку и обустройство кустов скважин, строительство внутрипромысловых трубопроводов, высоковольтных линий электропередач, объектов автоматизации и связи, внутрипромысловых автомобильных дорог, внешнего газопровода и конденсатопровода определены на основе прогноза капитальных вложений из последней утвержденной инвестиционной программы по газовому промыслу месторождения R и прогноза среднеотраслевых значений по нефтяному промыслу в районе деятельности Компании.

Стоимость строительства крупных площадочных объектов ДКС, УКПГ, ГПЭС, УПН, вахтовый поселок, вертолетная площадка, пожарное депо определены на основе прогноза капитальных вложений из последней утвержденной инвестиционной программы по газовому промыслу месторождения R и анализа данных об объектах нефтяного промысла, проектируемых в районе деятельности Компании.

Капитальные вложения на строительство крупных площадочных объектов газового промысла учтены на основной газоконденсатной залежи БТ<sub>17</sub>, на строительство крупных площадочных объектов нефтяного промысла – на основном нефтяном объекте БТ<sub>14</sub>. Стоимость строительства крупных площадочных объектов газоконденсатного и нефтяного промыслов в динамике по освоению инвестиций приведена в таблице 9.2 и 9.3, где столбец 0 это год ввода объекта.

Таблица 9.1

## Динамика освоения инвестиций на строительство площадочных объектов

Наименование объекта	Наименование показателя	6	5	4	3	2	1	0
Инженерная подготовка КП (меньше 6 скважин)	СМР					0.33	0.67	
Инженерная подготовка КП (больше 6 скважин)	СМР					0.23	0.77	
Автодороги	СМР					0.33	0.67	
Обустройство КП	СМР					0.65	0.35	
	Оборудование					0.65	0.35	
ВЛ	СМР						1	
	Оборудование						1	
УКПГ	ПИР	0.17	0.49	0.18	0.16			
	СМР				0.3	0.32	0.38	
	Оборудование					0.54	0.46	
ДКС	ПИР	0.17	0.49	0.18	0.16			
	СМР				0.3	0.32	0.38	
	Оборудование					0.54	0.46	
ГПЭС	ПИР		0.07	0.57	0.36			
	СМР					0.65	0.35	
	Оборудование					0.65	0.35	
ВЖК	ПИР		0.07	0.57	0.36			
	СМР					0.65	0.35	
	Оборудование					0.65	0.35	
ВП	ПИР			0.07	0.57	0.36		
	СМР						1	
	Оборудование						1	
	ПИР		0.07	0.57	0.36			
	СМР					0.65	0.35	
	Оборудование					0.65	0.35	
	ПИР			0.07	0.57	0.36		
СМР						1		

Таблица 9.3

## Стоимость строительства площадочных объектов (для рекомендуемого варианта)

Объект	Единицы измерения	Стоимость
УКПГ	млн.руб./шт	5 333.0
ДКС	млн.руб./шт	2 138.0
УПН	млн.руб./шт	2 246.4
ГПЭС	млн.руб./шт	487.6
ВП	млн.руб./шт	18.9
Вахтовый поселок	млн.руб./шт	231.6
Пож. Депо	млн.руб./шт	231.3

Эксплуатационные расходы для газового промысла определялись по смете затрат с использованием норм плановых затрат по месторождению R.

При формировании себестоимости добычи газоконденсатных объектов учитываются следующие виды расходов:

вспомогательные материалы (условно-переменные затраты – исходя из удельных затрат и объемов добычи газа); 2. капитальный ремонт газовых скважин (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин); 3. капитальный ремонт прочих ОФ (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин); 4. расходы на оплату труда ППП (исходя из заработной платы 1 работающего и численности ППП); 5. отчисления на социальное страхование ППП, которые состоят из страхового взноса в государственные внебюджетные фонды и страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний; 6. общепроизводственные расходы (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин); 7. затраты на АУП (исходя из удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин); 8. прочие расходы в общепроизводственных затратах (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин); 9. прочие затраты (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин); 10. налоги и прочие платежи (налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество, прочие местные налоги); 11. амортизация основных фондов (исходя из балансовой стоимости основных фондов и действующих в газовой отрасли норм амортизации).

Эксплуатационные расходы для нефтяного промысла определялись по статьям прогнозной Калькуляции себестоимости добычи нефти и газа с использованием норм ожидаемого уровня затрат по нефтяному промыслу месторождения R.

При формировании себестоимости добычи нефтесодержащих объектов учитываются следующие виды расходов:

искусственное воздействие на пласт (условно-переменные затраты - исходя из удельных затрат и объемов закачиваемой воды, условно-постоянные затраты - исходя из удельных затрат и среднедействующего фонда нагнетательных скважин); 2. технологическая подготовка нефти (исходя из удельных затрат и объемов добычи нефти); 3. сбор и внутрипромысловый транспорт (условно-переменные затраты - исходя из удельных затрат и объемов добычи жидкости, конденсата и газа); 4. содержание и эксплуатация нефтяного оборудования (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин); 5. капитальный ремонт нефтяных скважин (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин); 6. амортизация основных фондов (исходя из балансовой стоимости основных фондов и действующих в нефтяной отрасли норм амортизации).

Электроэнергия для извлечения, подготовки и транспортировки УВ планируется вырабатывать на проектируемой ГПЭС месторождения R, поэтому затраты на покупку электроэнергии в проекте не предусмотрены.

В расчетах учтены внереализационные расходы – затраты на ликвидацию основных фондов. Ликвидационные затраты рассчитываются в соответствии с динамикой выбытия скважин и удельным нормативом на ликвидацию 1 скважины.

Экономические показатели рассчитаны при условии финансирования работ за счет собственных средств недропользователя.

Все необходимые для экономических расчетов удельные стоимостные показатели: нормативы капитальных вложений и эксплуатационных расходов в ценах 2019 года приведены в таблице 9.9.2.

Таблица 9.2

## Удельные текущие и капитальные затраты, нормы амортизации

<b>Эксплуатационные затраты</b>		
<b>Нормативы переменных затрат (без учёта электроэнергии)</b>		
Затраты на добычу и перекачку жидкости	руб/тн	25.6
Затраты на подготовку нефти	руб/тн	33.2
Затраты на подготовку конденсата	руб/тн	106.5
Затраты на добычу и подготовку природного газа	руб/тыс.м3	136.7
Затраты на добычу и подготовку попутного газа	руб/тыс.м3	28.8
Затраты на закачку воды	руб/м3	2.5
Затраты на транспортировку нефти	руб/тн	95.1
Затраты на транспортировку газа	руб/тыс.м3	37.9
<b>Электроэнергия (обслуживание ТО)</b>		
Затраты на добычу и перекачку жидкости	руб/тн	2.1
Затраты на подготовку конденсата	руб/тн	11.3
Затраты на добычу и подготовку природного газа	руб/тыс.м3	13.2
Затраты на транспортировку газа	руб/тыс.м3	0.7
<b>Нормативы условно-постоянных затрат</b>		
Обслуживание нефтяных скважин	тыс.руб/скв	29218.7
Обслуживание газовых скважин	тыс.руб/скв	15219.4
Обслуживание дорог	тыс.руб/км	2678.4
Обслуживание ВЛ	тыс.руб/км	197.2
Обслуживание трубопроводов	тыс.руб/км	522.8
Постоянные затраты в составе экспл-ных (газ)	тыс.руб/год	651410.8
Постоянные затраты в составе экспл-ных (конденсат)	тыс.руб/год	125576.8
Постоянные затраты в составе неэкспл-ных (газ)	тыс.руб/год	21468.4
Постоянные затраты в составе неэкспл-ных (конденсат)	тыс.руб/год	4533.2
<b>Капитальные вложения (без НДС)</b>		
Стоимость 1 п.м. бурения газовой ГС	руб./м проходки	67 847.7
Стоимость 1 п.м. бурения газовой ГС (конструкции под АВПД)	руб./м проходки	117 016.7
Стоимость 1 п.м. бурения газовой ННС	руб./м проходки	56 496.5
Стоимость 1 п.м. бурения газовой ННС (конструкции под АВПД)	руб./м проходки	79 960.2
Стандартное ГРП при бурении газовой ННС	тыс.руб./скв.-опер.	26 063.7
МЗГРП при бурении газовой ГС	тыс.руб./скв.-опер.	26 333.3
Стоимость 1 п.м. бурения нефтяной/нагнетательной ГС	руб./м проходки	53 550.7
Стоимость 1 п.м. бурения нефтяной/нагнетательной ННС	руб./м проходки	71 691.0

Продолжение таблицы 9.4

Стандартное ГРП при бурении нефтяной/нагнетательной ННС	тыс.руб./скв.-опер.	10 605.0
МЗГРП при бурении нефтяной ГС	тыс.руб./скв.-опер.	71 691.0
Стоимость 1 п.м. бурения водозаборной скважины	руб./м проходки	54 166.0
Стоимость 1 п.м. бурения разведочной скважины	руб./м проходки	226 119.1
ОНВСС на новую газовую скважину	тыс.руб./скв.	21 933.0
замена ОНВСС на газовом фонде	тыс.руб./ДФС	1 588.0
ОНВСС на новую нефтяную скважину	тыс.руб./скв.	11 498.2
замена ОНВСС на нефтяном фонде	тыс.руб./ДФС	1 408.2
<b>Промысловое обустройство</b>		
Отсыпка КП для газовых скважин	тыс.руб./скв.	39 016.0
Обустройство КП для газовых скважин	тыс.руб./скв.	56 456.0
Газосборные сети	тыс.руб./км	17491-45478
Отсыпка КП для нефтяных скважин	тыс.руб./скв.	11 707.1
Обустройство КП для нефтяных скважин	тыс.руб./скв.	43 570.9
Нефтесборные сети	тыс.руб./км	17236-42337
Комплексная автоматизация	тыс.руб./скв.	1 271.3
Энергоснабжение и связь (ВЛ 6 кВ)	тыс.руб./км	3 973.4
Энергоснабжение и связь (ВЛ 10 кВ)	тыс.руб./км	5 679.0
Автомобильное строительство	тыс.руб./км	36 182.4
Зимняя автодорога	тыс.руб./км	1 721.0
<b>Площадочные объекты обустройства</b>		
УКПГ	млн.руб./шт	5 333.0
ДКС	млн.руб./шт	2 138.0
УПН	млн.руб./шт	2 246.4
ГПЭС	млн.руб./шт	487.6
ВП	млн.руб./шт	18.9
Вахтовый поселок	млн.руб./шт	231.6
Пож. Депо	млн.руб./шт	231.3
Газопровод внешнего транспорта	тыс.руб./км	70 273.4
Нефтепровод внешнего транспорта	тыс.руб./км	28 767.8
<b>Нормативы ГТМ</b>		
Перевод скважины с другого горизонта	тыс.руб./скв.-опер.	9130.8
Расконсервация скважины	тыс.руб./скв.-опер.	54359.0
Консервация скважины	тыс.руб./скв.-опер.	28653.0
Ликвидация нефтяной скважины	тыс.руб./скв.-опер.	20153.6



Продолжение таблицы 9.4

Ликвидация газовой скважины	тыс.руб./скв.-опер.	47863,7
<b>Общепроизводственные и общехозяйственные затраты</b>		
- общепроизводственные затраты	тыс. руб./ДФС	9838,5
- затраты на АУП	тыс. руб./ДФС	11474,5
- прочие услуги	тыс. руб./ДФС	7661,9
Прочие затраты	тыс. руб./ДФС	593,9
Удельная численность ППП	чел./ скв.	6,04
Среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП)	тыс. руб./чел.	135,61
Вывод из консервации скважины	тыс. руб./скв	54359,0
<b>Дополнительные данные</b>		
<b>Норма амортизационных отчислений</b>		
- газовые скважины	%	20,0
- нефтяные скважины	%	14,3
- объекты обустройства	%	6,7
- оборудование, не входящее в сметы строек	%	33,3

## 9.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки

### Объект БТ14 (нефтегазоконденсатный)

В работе рассмотрено 3 варианта разработки нефтегазоконденсатных залежей. Ввод в разработку предполагается в 2035 году.

**Вариант 1** рассматривает разработку объекта системой ГС (500м), распространенных по всей площади залежей, с максимально плотной сеткой скважин. Предусмотрена система ППД водой. Выработка запасов газовых шапок залежей предусматривается двумя нефтяными скважинами и двумя газовыми скважинами, переведенных после отработки с объекта БТ17 (газоконденсатный).

**Вариант 2** реализуется при сокращении фонда ГС и увеличением горизонтального участка стволов скважин до 800 м. Предусмотрена система ППД водой. Газовые шапки вырабатываются аналогично 1 варианту.

Вариант 3 сформирован на остове варианта 2 с сокращением объемов бурения с целью экономической эффективности по освоению объекта. Выработка запасов газа газовых шапок аналогично вариантам 1 и 2.

### Объект БТ17 (нефтяной)

В работе рассмотрено 3 варианта разработки нефтяной залежи объекта БТ17. Ввод в промышленную разработку планируется начать с 2035 года.

**Вариант 1** предполагает разработку объекта ННС, расположенных по семиточечной системе. Предусмотрен ППД водой.

**Вариант 2** рассматривает уменьшение фонда скважин и замену ННС на ГС 800 м.

**Вариант 3** сформирован на основе варианта 2, при этом часть ГС к бурению заменяется переводами нефтяных скважин с объекта БТ14 (ГКН) посредством ЗБГС.

#### Объект БТ17 (газоконденсатный)

В работе рассмотрено 3 варианта разработки газоконденсатной залежи. Ввод в промышленную разработку планируется начать с 2026 года.

**Вариант 1** предусматривает бурение ГС с длиной горизонтального участка 1000 м при режиме работы на истощение.

**Вариант 2** основан на варианте 1 с учетом уплотнения сетки ГС 1000м с целью получения большего КИГ.

**Вариант 3** сформирован на основе варианта 2 с уменьшением ствола ГС до 800 м для увеличения экономической эффективности разработки объекта.

#### ***Вариант 1***

Данный вариант представляет собой совокупность следующих вариантов разработки ЭО: БТ<sub>14</sub> – 1 вариант; БУ<sub>17</sub> (нефтяная залежь) – 1 вариант; БУ<sub>17</sub> (газоконденсатная залежь) – 1 вариант.

Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки месторождения R по 1 варианту приведена в таблице 9.5.

Чистый дисконтированный доход предприятия при дисконте 20 % за проектный период отрицателен и равен -165 млн. руб. Проект не окупается, IRR- 7.28 %, индекс доходности DPI – 1.0.

Уровень извлекаемых запасов за проектный период составит: 10.2 млн.т нефти и газового конденсата, 26.8 млрд.м<sup>3</sup> свободного газа.

Для разработки месторождения R в рамках проектного периода потребуются капитальные вложения в размере 63 706 млн. руб. (с НДС), операционные вложения в размере 182 332 млн. руб.

### ***Вариант 2***

Данный вариант представляет собой совокупность следующих вариантов разработки ЭО: БТ<sub>14</sub> – 2 вариант; БУ<sub>17</sub> (нефтяная залежь) – 2 вариант; БУ<sub>17</sub> (газоконденсатная залежь) – 2 вариант. Такое сочетание вариантов по объектам оказалось наиболее эффективным.

Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки месторождения R по 2 варианту приведена в таблице 9.6.

Чистый дисконтированный доход предприятия при дисконте 20 % за проектный период положителен и равен 897 млн. руб. Проект окупается за 16 лет, IRR- 6.9 %, индекс доходности DPI – 1.1.

Уровень извлекаемых запасов за проектный период составит: 9.8 млн.т нефти и газового конденсата, 27.3 млрд.м<sup>3</sup> свободного газа.

Для разработки месторождения R в рамках проектного периода потребуются капитальные вложения в размере 62 587 млн. руб. (с НДС), операционные вложения в размере 164 891 млн. руб.

Таблица 9.5

## Технико-экономические показатели варианта 1

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОЕКТНЫЙ ПЕРИОД			ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОЕКТНЫЙ ПЕРИОД		
	Ед. изм	ДФР		Ед. изм	Значения
<b>Сценарные условия</b>			<b>Технологические показатели</b>		
Цена нефти (конденсата) на внутреннем рынке (с НДС)	\$/т.	357.7	Добыча нефти и ГК	млн.т	10.2
Курс доллара	руб./\$	63.28	Добыча газа	млрд.м3	26.8
Цена природного газа (номинальная)	руб/тыс.м3	2 499.2	Объем продаж газа	млрд.м3	24.6
Цена попутного газа (номинальная)	руб/тыс.м3	-	Ввод новых скважин	скв	69
Ставка дисконтирования	%	20.0%	Средняя выработка на скважину	тыс.тнэ/скв	467
<b>Экономические показатели</b>			<b>Максимальный уровень добычи</b>		
Валовая выручка	млн.руб	290 088	Период максимального уровня добычи	лет	2
НДПИ	млн.руб	117 768	<b>Сарех (финансирование, без НДС)</b>		
Операционные затраты	млн.руб	242 190	Сарех (в т.ч. ГРР) всего, млн.руб	млн.руб	53 088
Прочие налоги и выплаты	млн.руб	36 893	Удельный Сарех, руб/тнэ	руб/тнэ	1 720
Внереализационные расходы	млн.руб	2 585	<b>Орех</b>		
Налог на прибыль	млн.руб	13 717	Орех всего, млн.руб	млн.руб	182 332
Капитальные вложения	млн.руб	53 088	Удельный Орех без ГРР, руб/тнэ	руб/тнэ	7 848
<b>Показатели эффективности</b>			<b>Внереализационные расходы</b>		
IRR (Внутренняя норма доходности)	%	7.28%	Ликвидация скважин	шт	54.0
NPV (Диск. поток наличности)	млн.руб	-165	Внереализационные расходы	млн.руб	2 584.7
DPP (Диск. период окупаемости)	год	не окуп.			
DPI (Индекс доходности)	доли ед	1.0			

Таблица 9.6

## Технико-экономические показатели варианта 2

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОЕКТНЫЙ ПЕРИОД			ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОЕКТНЫЙ ПЕРИОД		
	Ед. изм	ДФР		Ед. изм	Значения
<b>Сценарные условия</b>			<b>Технологические показатели</b>		
Цена нефти (конденсата) на внутреннем рынке (с НДС)	\$/т.	357.7	Добыча нефти и ГК	млн.т	9.8
Курс доллара	руб./\$	63.28	Добыча газа	млрд.м3	27.3
Цена природного газа (номинальная)	руб/тыс.м3	2 499.2	Объем продаж газа	млрд.м3	25.1
Цена попутного газа (номинальная)	руб/тыс.м3	-	Ввод новых скважин	скв	47
Ставка дисконтирования	%	20.0%	Средняя выработка на скважину	тыс.тнэ/скв	702
<b>Экономические показатели</b>			Максимальный уровень добычи	млн.т/год	0.5
Валовая выручка	млн.руб	278 853	Период максимального уровня добычи	лет	2
НДПИ	млн.руб	112 858	<b>Сарех (финансирование, без НДС)</b>		
Операционные затраты	млн.руб	252 143	Сарех (в т.ч. ГРР) всего, млн.руб	млн.руб	52 156
Прочие налоги и выплаты	млн.руб	35 534	Удельный Сарех, руб/тнэ	руб/тнэ	1 687
Внереализационные расходы	млн.руб	1 819	Орех		
Налог на прибыль	млн.руб	13 557	Орех всего, млн.руб	млн.руб	164 891
Капитальные вложения	млн.руб	52 156	Удельный Орех без ГРР, руб/тнэ		5 334
<b>Показатели эффективности</b>	<b>Внереализационные расходы</b>				
IRR (Внутренняя норма доходности)	%	6.90%	Ликвидация скважин	шт	38.0
NPV (Диск. поток наличности)	млн.руб	897	Внереализационные расходы	млн.руб	1 818.8
DPP (Диск. период окупаемости)	год	16			
DPI (Индекс доходности)	доли ед	1.1			

### ***Вариант 3. Рекомендуемый***

По месторождению R сформирован один рекомендуемый вариант разработки, представляющий собой совокупность следующих вариантов разработки ЭО: БТ<sub>14</sub> – 3 вариант; БУ<sub>17</sub> (нефтяная залежь) – 3 вариант; БУ<sub>17</sub> (газоконденсатная залежь) – 3 вариант.

Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки месторождения R по рекомендуемому варианту приведена в таблице 9.7.

Чистый дисконтированный доход предприятия при дисконте 20 % за проектный период положителен и равен 3 137 млн. руб. Срок окупаемости инвестиций составит 6 лет при достижении IRR- 42,12 %, индекс доходности DPI – 1.4.

Уровень извлекаемых запасов за проектный период составит: 9.6 млн.т нефти и газового конденсата, 31.1 млрд.м<sup>3</sup> свободного газа.

Для разработки месторождения R в рамках проектного периода потребуются капитальные вложения в размере 65 965 млн. руб. (с НДС), в том числе затраты на бурение скважин (включая программу ГРП) – 26138,7 млн.руб. (с НДС), на строительство объектов промышленного обустройства – 22334 млн. руб. (с НДС), на строительство объектов внешнего транспорта – 14 248 млн. руб. (с НДС), на прочее строительство, включая оборудование не входящее в сметы строек – 3257,3 млн.руб (с НДС). Структура капитальных вложений в разрезе направлений затрат проиллюстрирована на рисунке 9.1.

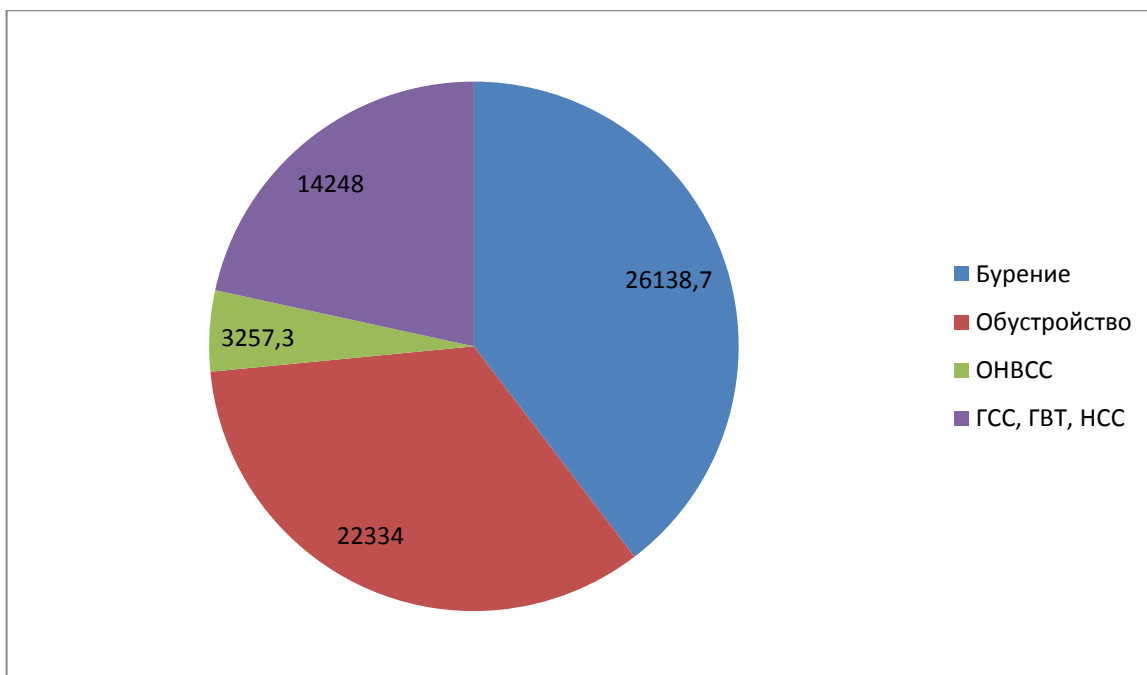


Рисунок 9.1 – Структура капитальных вложений месторождения R

Структура капитальных вложений за проектный период складывается следующим образом. На бурение планируется направить 39,63 % капитальных вложений. Доля затрат на промышленное обустройство месторождения составит 33,86 % инвестиций, на строительство трубопроводов планируется направить 21,6 % инвестиций. На оборудование не входящее в сметы строек приходится 4,91 % инвестиций.

Таблица 9.7

Характеристика расчетных технико-экономических показателей рекомендуемого варианта разработки месторождения R

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОЕКТНЫЙ ПЕРИОД			ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОЕКТНЫЙ ПЕРИОД		
	Ед. изм	ДФР		Ед. изм	Значения
<b>Сценарные условия</b>			<b>Технологические показатели</b>		
Цена нефти (конденсата) на внутреннем рынке (с НДС)	\$/т.	357.7	Добыча нефти и ГК	млн.т	9.6
Курс доллара	руб./\$	63.28	Добыча газа	млрд.м3	31.1
Цена природного газа (номинальная)	руб./тыс.м3	2 499.2	Объем продаж газа	млрд.м3	28.8
Ставка дисконтирования	%	20.0%	Ввод новых скважин	скв	34
<b>Налоги и отчисления</b>			Средняя выработка на скважину	тыс.тнэ/скв	1 034
Ставка НДС	%	18	Максимальный уровень добычи	млн.т/год	0.4
Страховые взносы	%	30 / 34	Период максимального уровня добычи	лет	2
НДПИ на нефть	руб./т.	15865.9	<b>Сарех (финансирование, без НДС)</b>		
НДПИ на конденсат	руб./т.	1420.0	Сарех (в т.ч. ГРП) всего, млн.руб	млн.руб	54 971
НДПИ на газ	руб./тыс.м3	200.0	Удельный Сарех, руб/тнэ	руб/тнэ	1 626
Таможенная пошлина	\$/т.н.	108.9	<b>Орех</b>		
Налог на прибыль	%	20	Орех всего, млн.руб	млн.руб	143 169
Транспортные расходы	\$/т.н.	49.1	в т.ч. ГРП, млн.руб	млн.руб	-
			Удельный Орех без ГРП, руб/тнэ	4 234	4 236



Продолжение таблицы 9.7

<b>Экономические показатели</b>		
Валовая выручка	млн.руб	283 462
НДПИ	млн.руб	107 551
Операционные затраты	млн.руб	143 169
Прочие налоги и выплаты	млн.руб	38 066
Внереализационные расходы	млн.руб	1 627
Налог на прибыль	млн.руб	19 255
Капитальные вложения	млн.руб	54 971
<b>Показатели эффективности</b>		
IRR (Внутренняя норма доходности)	%	42.12%
NPV (Диск. поток наличности)	млн.руб	3 137
DPP (Диск. период окупаемости)	год	6
DPI (Индекс доходности)	доли ед	1.4

Динамика дисконтированного денежного потока от разработки месторождения R показана на рисунке 9.2.

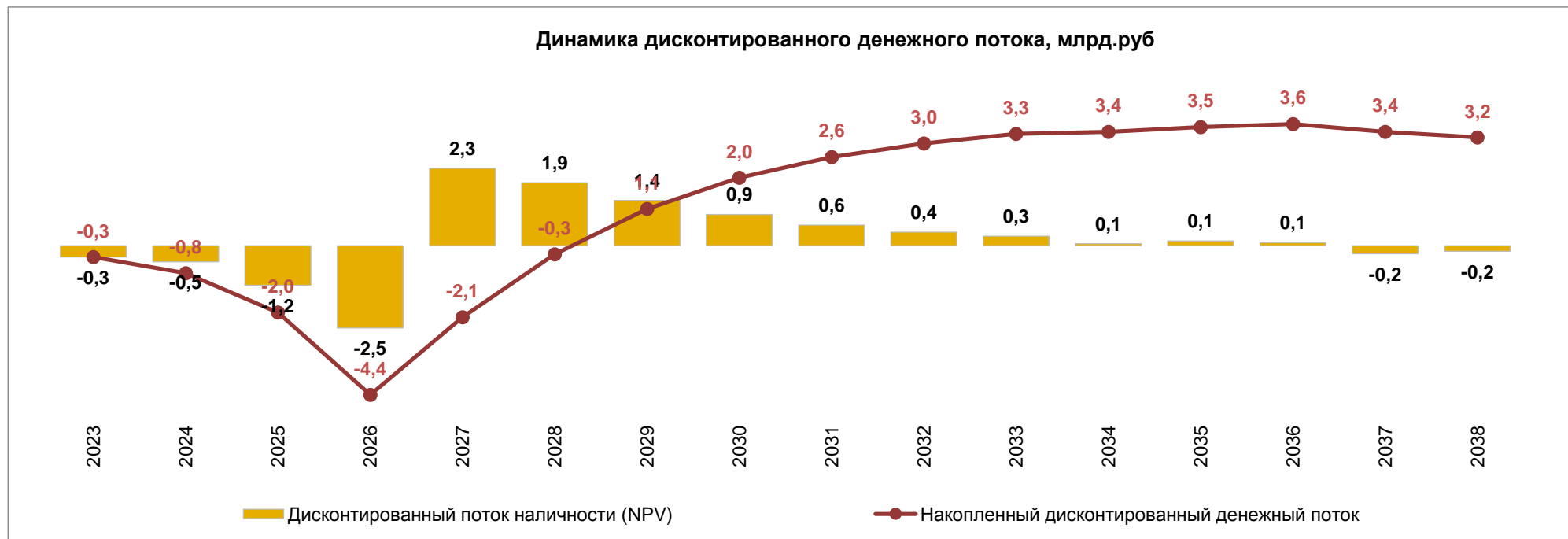


Рисунок 9.2 – Дисконтированный денежный поток, месторождение R

Рассмотренный вариант разработки месторождения R рекомендуется к разработке.

### **9.3 Анализ чувствительности**

В работе выполнена оценка чувствительности показателей экономической эффективности и рентабельно извлекаемых запасов по рекомендуемому варианту разработки месторождения R к изменению внешних факторов. В качестве основных влияющих факторов рассмотрены следующие:

Цена нефти Brent (+-20%)

Капитальные вложения (+-20%)

Добыча ГК (+-20%)

Цена газа (+-20%)

Добыча газа (+-20%)

Операционные затраты (+-20%)

Добыча нефти и ГК (+-20%)

Изменение заданных факторов оказывает влияние на формирование следующих технико-экономических показателей: выручка от реализации, прибыль по проекту, поток наличности предприятия, дисконтированный поток наличности, доход государства, дисконтированный доход государства, рентабельно извлекаемые запасы.

Анализ полученных результатов позволяет оценить приемлемость технологических решений с точки зрения экономической целесообразности реализации проекта при неблагоприятном изменении базовых значений рассмотренных факторов.

Чистый дисконтированный доход недропользователя, индекс доходности и внутренняя норма рентабельности оценены при ставке дисконта в 20%. Результаты расчетов приведены в таблице 9.8 и проиллюстрирован на рисунке 9.3.

Анализ чувствительности показателей экономической эффективности и рентабельно извлекаемых запасов по рекомендуемому варианту разработки

месторождения R показал, что проект устойчив к изменению макроэкономических условий и добычных возможностей месторождения.

Таблица 9.8

Изменение интегрированных показателей с зависимости от изменения внешних факторов

Параметр	Пессимистичный вариант NPV, млрд. руб.	(-): IRR (%)	(-): DPI (ед)	Оптимистичный вариант NPV, млрд. руб.	(+): IRR (%)	(+): DPI (ед)
Цена нефти Brent (+-20%)	1.0	28.1%	1.14	5.3	55.0%	1.70
Капитальные вложения (+-20%)	1.5	30.1%	1.17	4.7	58.2%	1.79
Добыча ГК (+-20%)	1.6	31.8%	1.21	4.7	51.9%	1.63
Цена газа (+-20%)	2.1	36.1%	1.28	4.2	47.7%	1.55
Добыча газа (+-20%)	2.3	37.2%	1.30	4.0	46.8%	1.53
Операционные затраты (+-20%)	2.8	40.4%	1.37	3.5	43.8%	1.47
Добыча нефти и ГК (+-20%)	3.0	41.9%	1.40	3.2	42.3%	1.43



Рисунок 9.3 - График чувствительности по рекомендуемому варианту месторождения R

## ГЛАВА 10 АНАЛИЗ РИСКОВ

Целью проведения анализа рисков является выявление и оценка факторов риска, возникновение которых возможно при различных вариантах реализации проекта разработки месторождения R, а также определение последствий наступления рисков событий и разработка методов снижения рисков во избежание нарушения сроков реализации проекта и финансовых потерь проекта.

Особенно важно провести анализ рисков на ранней стадии развития проекта, т.к. по мере продвижения проекта к концу жизненного цикла, снижается возможность влияния на риски, т.е. эффект от мер реагирования становится несоизмеримо меньше по сравнению со стоимостью этих мероприятий.

Анализ рисков подразделяется на несколько этапов, среди которых выделяются идентификация рисков, их качественный и количественный анализ, а также планирование реагирования на риски

### **10.1 Идентификация рисков**

Целями идентификации рисков являются:

- Выявление рисков, которые могут повлиять на проект
- Документирование известных на этой стадии характеристик этих рисков

На данном этапе был составлен реестр рисков, а также соответствующих риск-факторов (Таблица 10.1).

## Реестр рисков

№	Риски	Риск-факторы
1	Недостижение планового уровня добычи природного нефти, газа и газового конденсата	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Невыполнение/изменение программы эксплуатационного бурения</li> <li>• Неподтверждение геологического строения (уровня контактов)</li> <li>• Неподтверждение планового значения дебитов новых скважин</li> <li>• Недостаточная/некорректная информация по запасам</li> </ul>
2	Задержка в выборе подрядных организаций на проведение СМР и ПИР	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Длительная отборочная стадия, в связи с недостаточной квалификацией заявившихся Подрядчиков или их отсутствие (в т.ч. по причине незначительного объема работ)</li> <li>• Длительное получение корпоративных одобрений</li> </ul>
3	Превышение утвержденной стоимости строительства объектов нефте- и газодобычи	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Изменение проектных решений на стадии ПД, РД, графиков бурения, СМР</li> <li>• Отсутствуют договоренности с ОАО «Газпром» по транспортировке природного газа через КС «Заполярье»</li> </ul>
4	Финансовые потери в результате причинения ущерба окружающей среде	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Нарушение режима и правил эксплуатации оборудования/объектов со стороны третьих лиц и внешних контрагентов/подрядчиков</li> <li>• Нарушение требований промышленной безопасности со стороны третьих лиц и внешних контрагентов/подрядчиков</li> </ul>
5	Неуспешность проводимого ГРП	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Прорыв подошвенной воды на нефтяных объектах</li> <li>• Неподтверждение геологического строения (уровня контактов)</li> </ul>
6	Ухудшение финансовых условий деятельности Компании	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Изменение налоговых ставок</li> <li>• Изменение цены реализации продукции</li> <li>• Изменение курса валюты</li> </ul>

## **10.2 Качественный анализ рисков, планирование реагирования**

Следующим шагом в рамках проводимого анализа рисков является их качественный анализ, целью которого является определение приоритетов рисков для выявления событий рисков, требующих мер реагирования. На данном этапе учитывается вероятность возникновения событий риска, а также их влияние на проект и его цели. В данной работе оценка вероятности и влияния рисков была проведена на основе матрицы вероятности и влияния.

Результатами данного этапа являются ранжирование рисков, т.е. их упорядочивание в соответствии с возможной величиной ущерба проекту, зависящей от вероятности свершения рисков событий и их последствий, и установление приоритетности рисков.

Количественный анализ рисков в рамках данной работы не проводился.

На основании ранжированного списка рисков событий были разработаны стратегии по митигации рисков. Этот этап включал определение способов и определение действий по снижению угроз для целей проекта.

Перечень рисков, включающий оценку вероятности их возникновения и влияния, а также меры по митигации рисков представлены в таблице 10.2. Матрица вероятности и влияния, на основе которой был проведен анализ, представлена на рисунке 10.1, где также обозначены ключевые риски, выделенные в ходе анализа.



Таблица 10.2

Качественный анализ рисков, планирование реагирования

№	Классификация рисков	Оценка вероятности	Оценка влияния	Стратегия
1	Недостижение планового уровня добычи природного нефти, газа и газового конденсата	средняя	высокое	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Проведение ОПР в зонах со средними и высокими (относительно пластов) мощностями</li> </ul>
2	Задержка в выборе подрядных организаций на проведение СМР и ПИР	средняя	высокое	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Применить процедуру опережающего контрактования</li> <li>• Обеспечить своевременное, до начала мобилизации, проведение выездных проверок претендентов в предварительном квалификационном отборе</li> </ul>
3	Превышение утвержденной стоимости строительства объектов нефте- и газодобычи	средняя	высокое	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспечить своевременную корректировку БП (до инициации закупочных процедур) в случае необходимости перераспределения денежных средств в бюджете</li> <li>• Провести согласование возможности транспортировки планируемых объектов добычи газа через КС «Заполярье» с ОАО «Газпром»</li> </ul>
4	Финансовые потери в результате причинения ущерба окружающей среде	средняя	среднее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль требований законодательства РФ в области защиты окружающей среды</li> <li>• Оценка и минимизация негативного воздействия на окружающую среду на стадии выполнения работ</li> <li>• Регулярный мониторинг за состоянием окружающей среды</li> </ul>
5	Неуспешность проводимого ГРП	средняя	высокое	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Расположение ГС вблизи кровли пласта</li> <li>• Оперативное уточнение геологической модели по результатам бурения новых скважин</li> </ul>
6	Ухудшение финансовых условий деятельности Компании	низкая	среднее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Заключение долгосрочных контрактов</li> <li>• Сценарное планирование и анализ налоговых рисков с учетом различных экономических условий</li> </ul>



Рисунок 10.1 – Матрица вероятности и влияния

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения группового проекта все задачи были распределены между участниками проекта равномерно. На каждую задачу или блок задач назначался ответственный за ход выполнения и консолидацию информации по этой задаче.

По итогу проделанной работы, по комплексной оценке, разработки ЛУ месторождения R на базе интегрированного подхода проектная команда достигла цель, а именно сформировав рентабельный кейс с учетом создания максимальной ценности проекта и оптимальной системой разработки.

После проведенного анализа исходных данных и интерпретации каротажных материалов была проведена предварительная оценка EMV проекта. Положительный EMV послужил толчком к дальнейшей проработке проекта. В результате создана концептуальная геологическая модель, на основе которой построена 3D геологическая и гидродинамическая модели. В ходе итеративных и многовариантных расчетов спроектирована оптимальная система разработки. Проработаны варианты по пунктам сдачи нефти и газа. Разработан концепт обустройства месторождения и спроектированы площадочные объекты подготовки.

Исходя из предложенной концепции рассчитаны основные экономические показатели, анализ чувствительности, выстроена проектная логика, получен положительный кейс. А также определен размер привлекаемых инвестиций для выполнения первой фазы проекта.

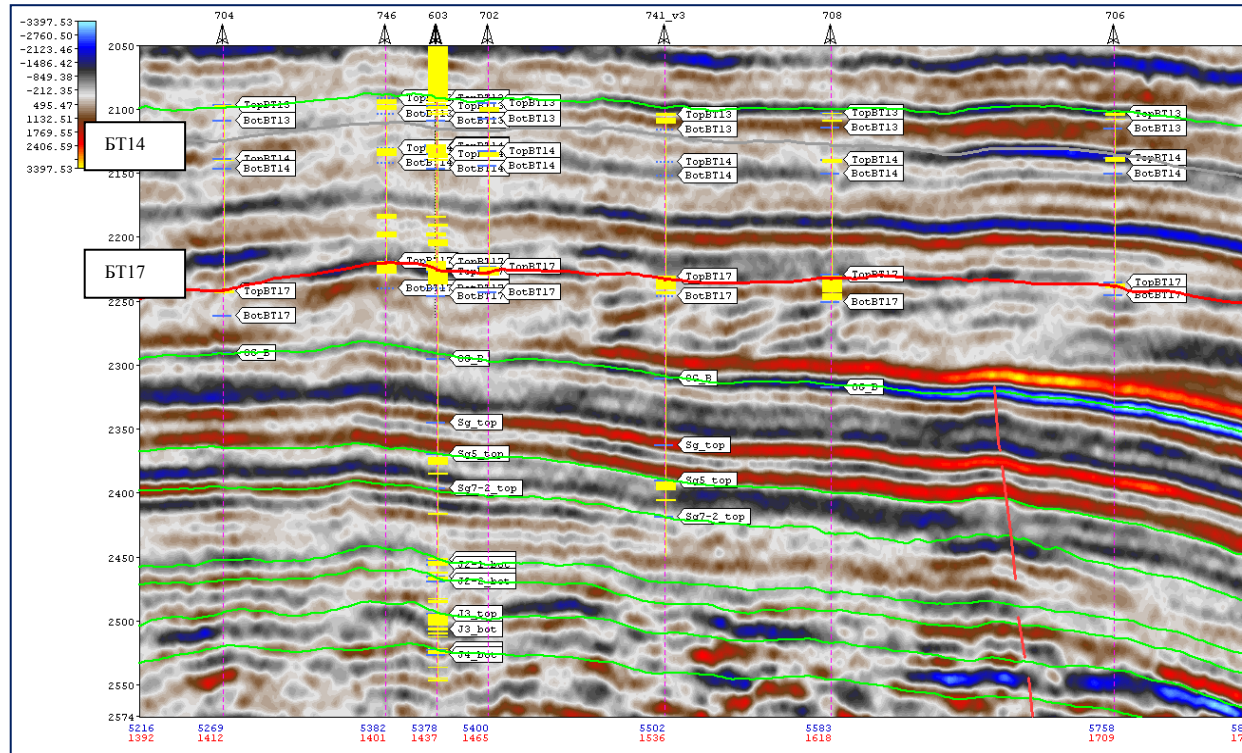
## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов : учебное пособие / Л. Косентино, И.Ю. Облачко. – М. : Институт компьютерных исследований, 2007. – 400 с.
2. Петерсильс В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом: методическое пособие / Петерсильс В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. – Тверь: НПЦ Тверьгеофизика, 2003. – 213 с.
3. Подборонов Д.А. Краткое пособие по интерпретации основных методов геофизических исследований скважин и их сопоставление с зарубежными аналогами: методическое пособие / Д.А. Подборонов, С.В. Тарасов. – Саратов.: ТНК-ВР, 2005. – 43 с.
4. Создание петрофизической модели и методики интерпретации геофизических исследований скважин: методические указания ПАО НК-Роснефть / – М.: 2010, – 72 с.
5. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. Часть 1. Геологические модели. / М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003г.
6. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика – М.: Недра, 1991
7. Кобранова В.Н. Петрофизика 2-е изд, перераб. и доп. – М.: Недра, 1986
8. Практическое руководство по созданию гидродинамической модели/ ТННЦ 2016г.
9. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений
10. Исаков К.Д. Методические указания к разработке месторождений. ТюмГУ, 2018г
11. Туровин О.А. Лекционный материал по энергоснабжению. ТюмГУ, 2018г

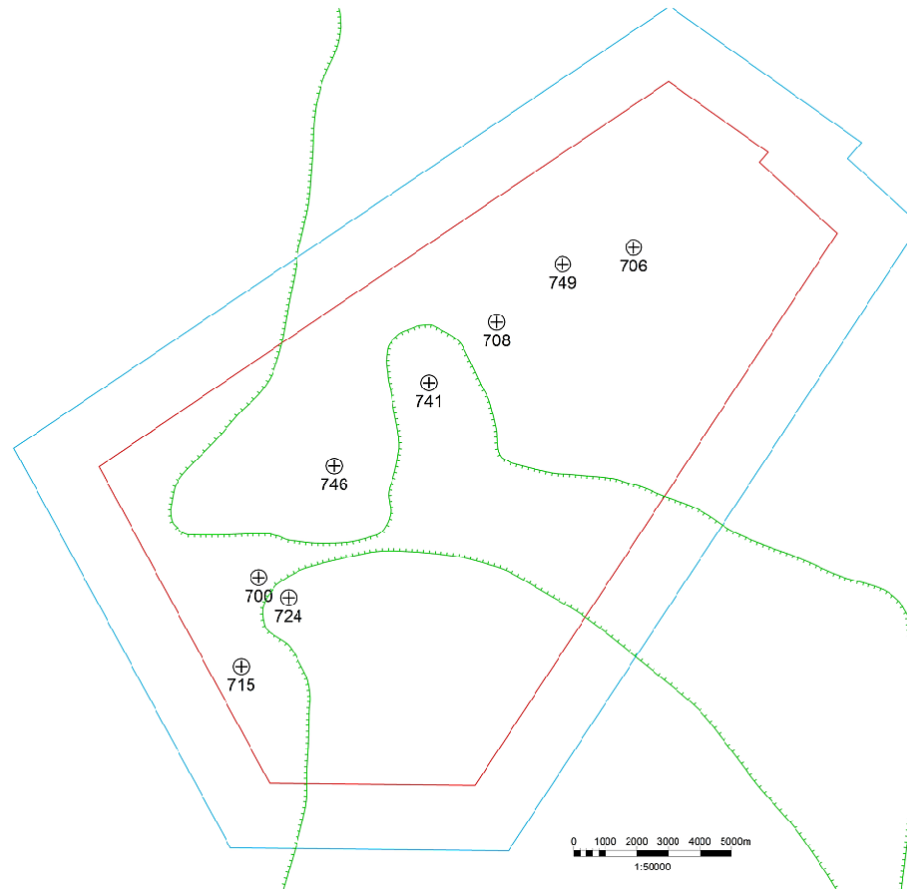
# ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 3.1

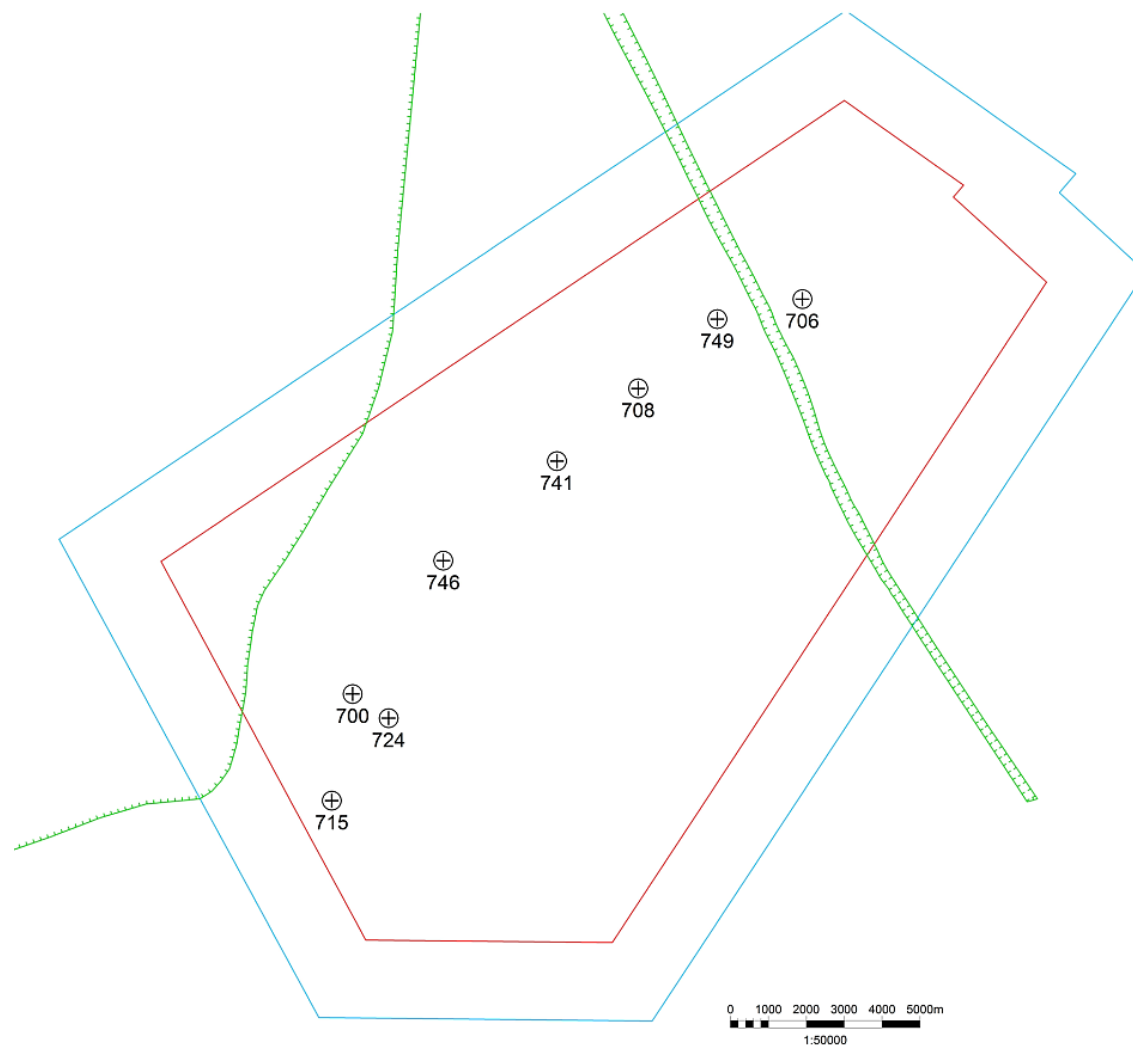
## ВСП



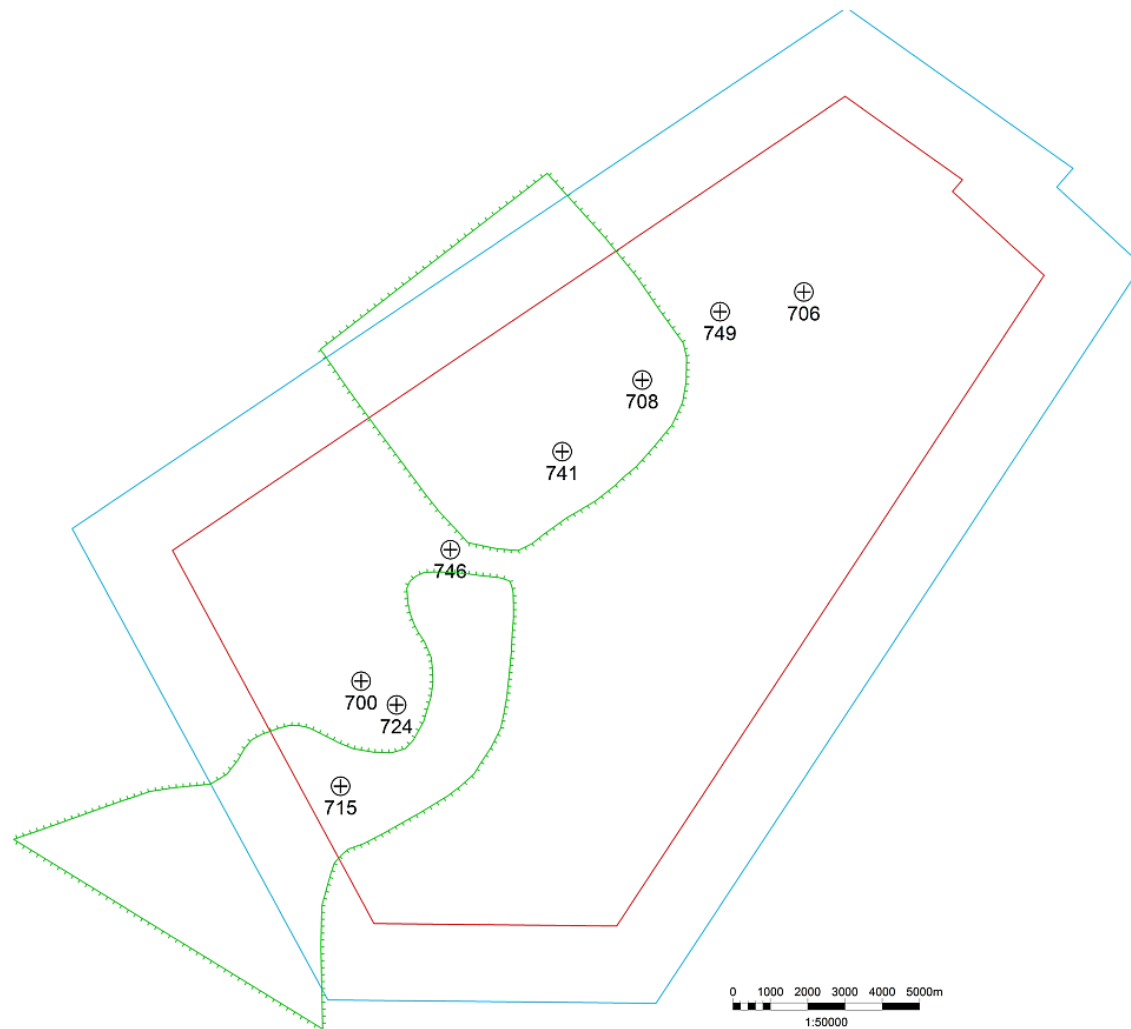
Границы зоны глинизации для пласта БТ<sub>14</sub>



Границы зоны глинизации для пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>

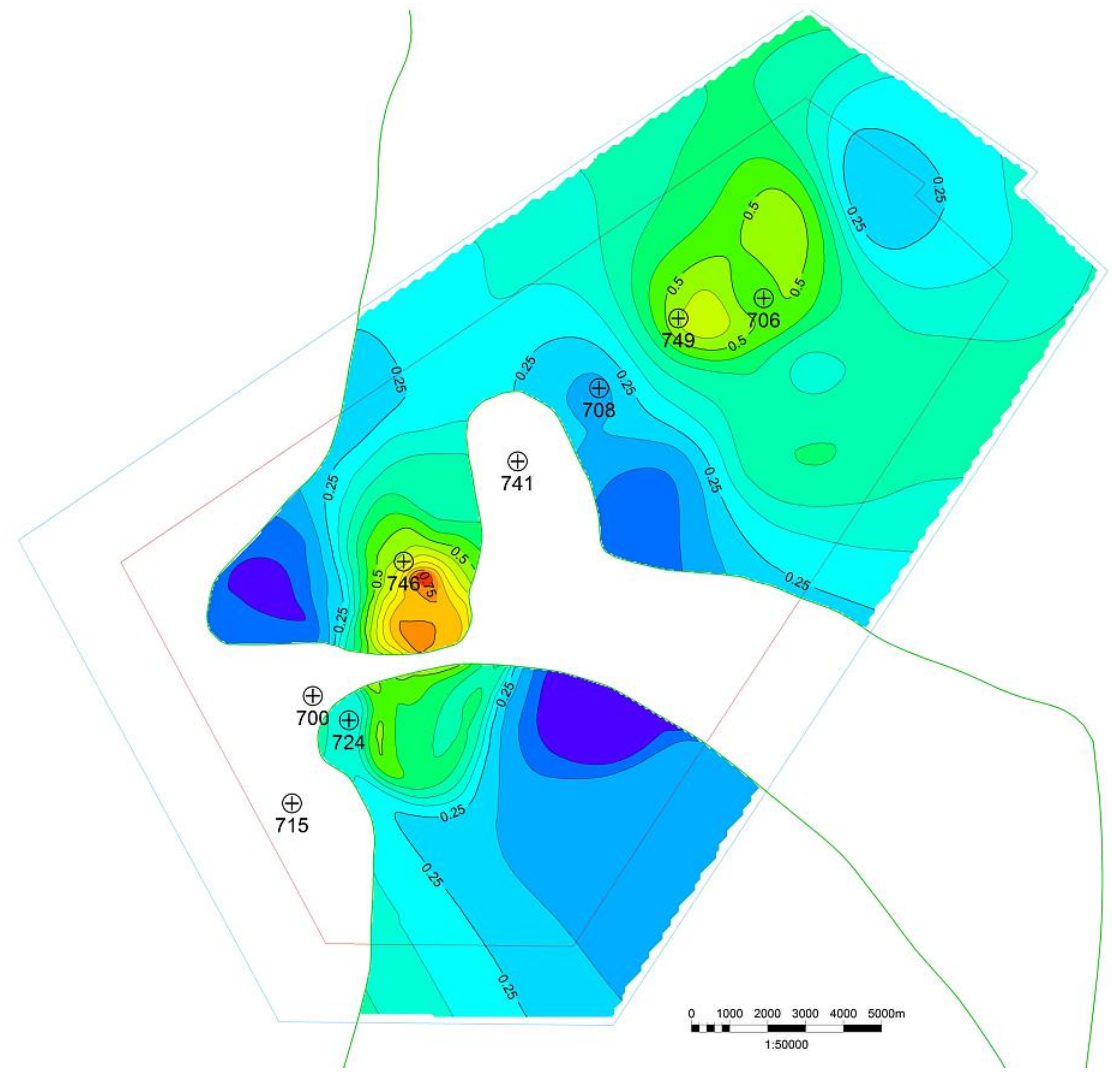


Границы зоны глинизации для пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>

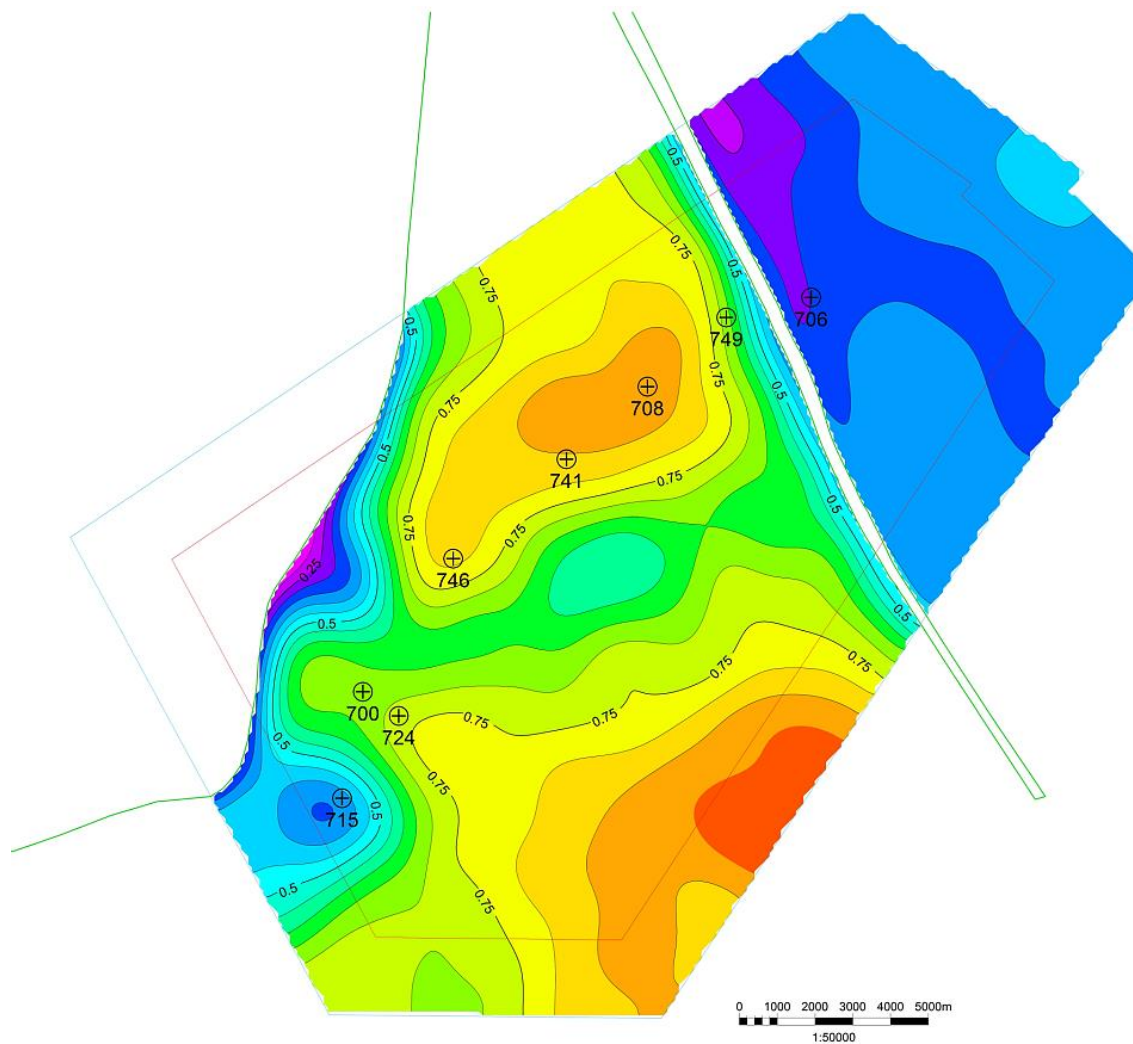




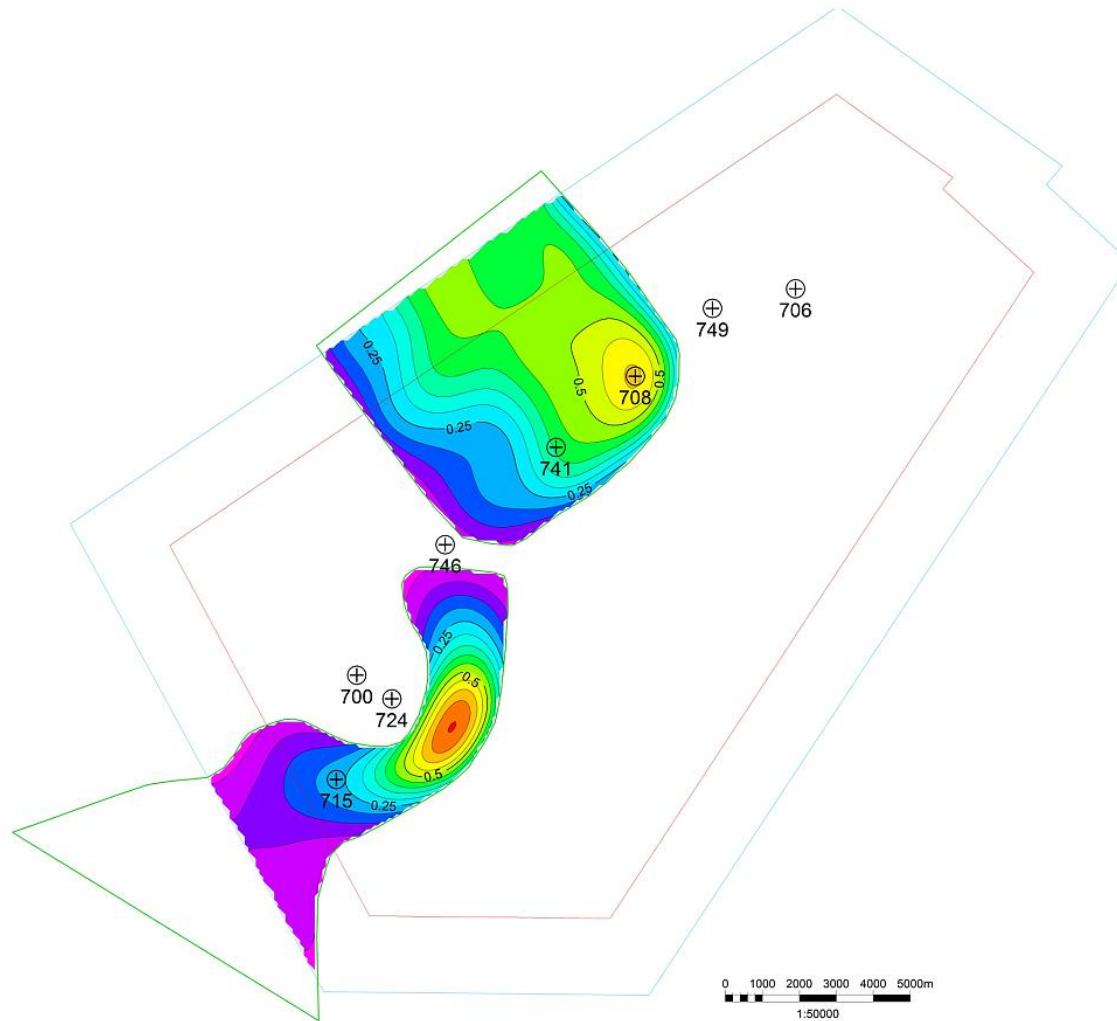
Трендовая карта коэффициента песчаности пласта БТ<sub>14</sub>



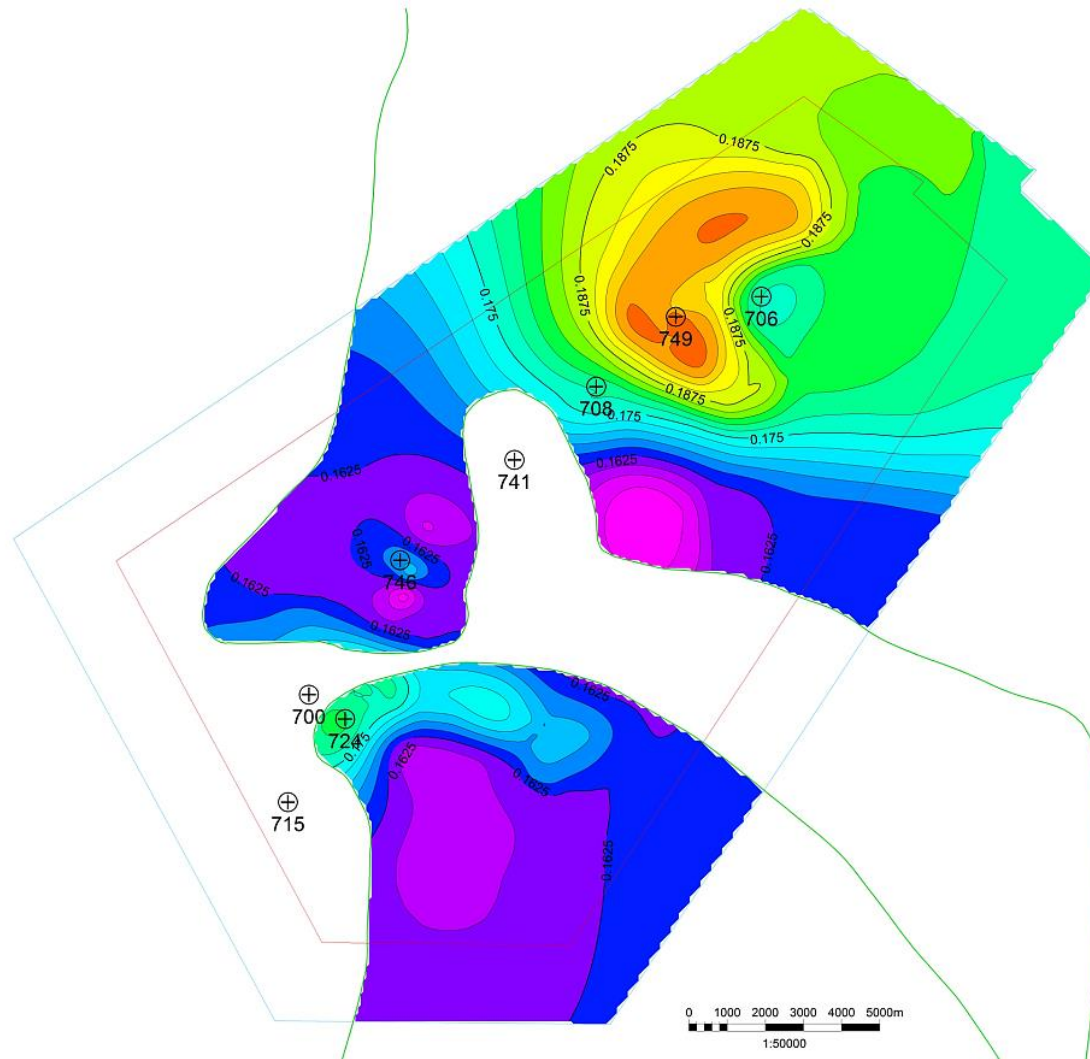
Трендовая карта коэффициента песчаности пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>



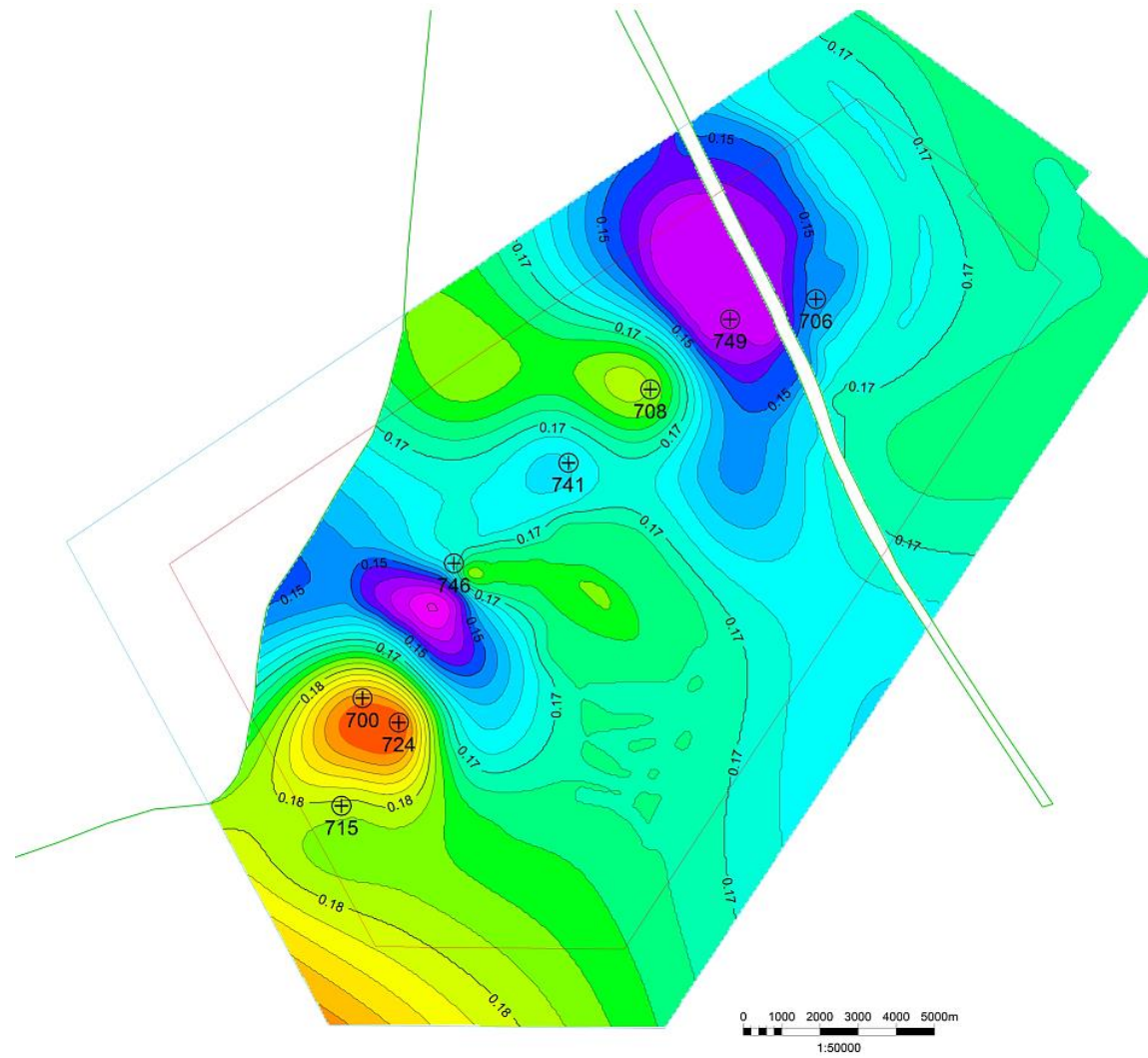
Трендовая карта коэффициента песчаности пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>



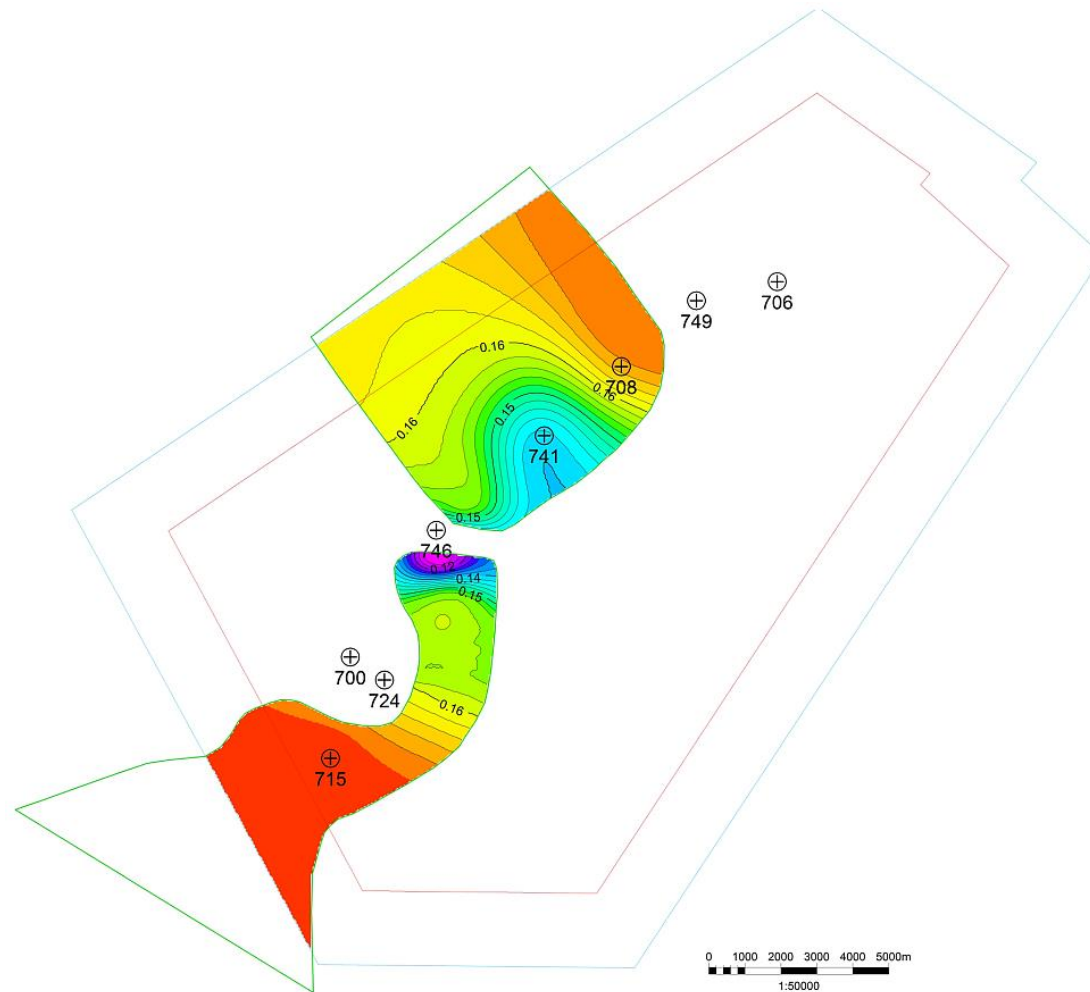
Трендовая карта коэффициента пористости пласта БТ<sub>14</sub>



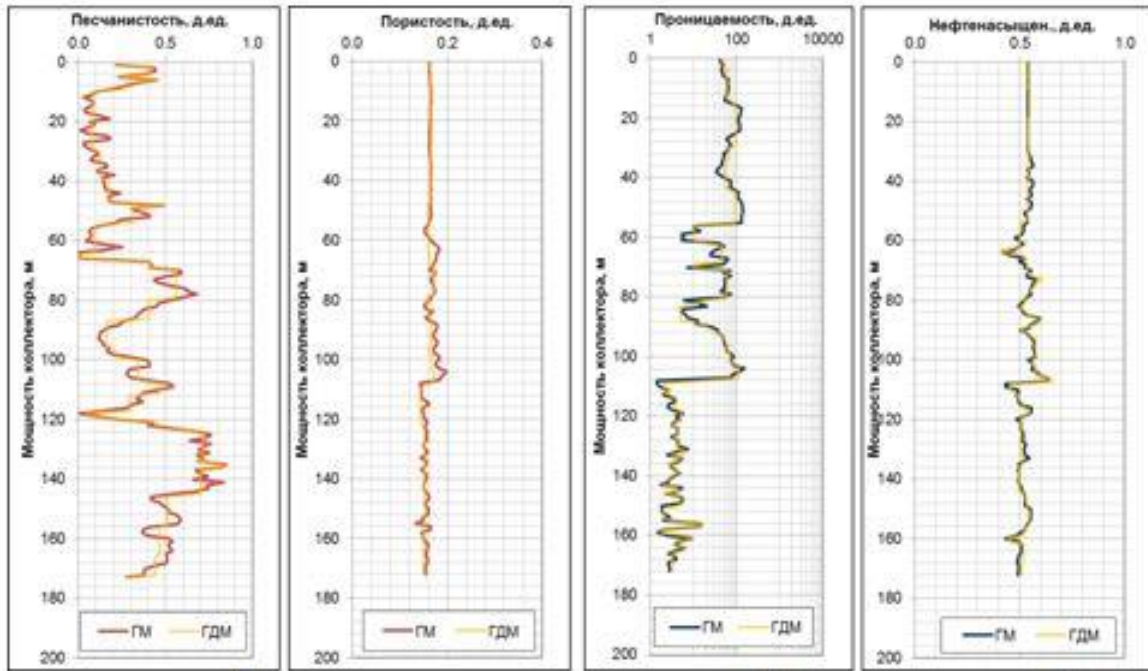
Трендовая карта коэффициента пористости пласта БТ<sub>17</sub><sup>1</sup>



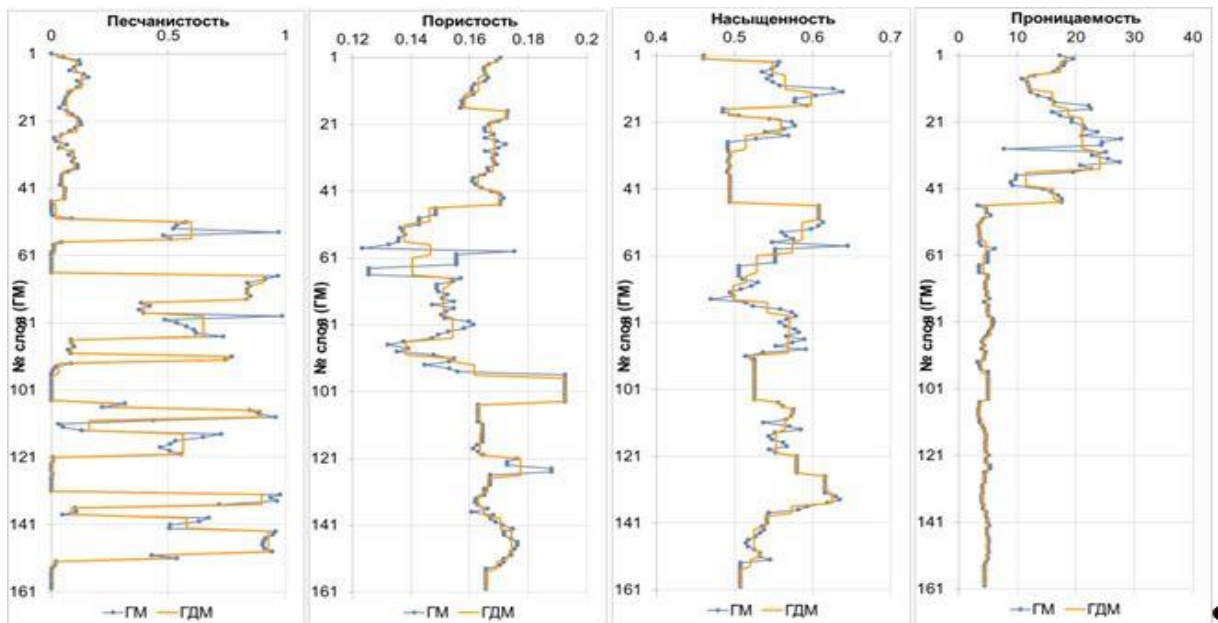
Трендовая карта коэффициента пористости пласта БТ<sub>17</sub><sup>2</sup>



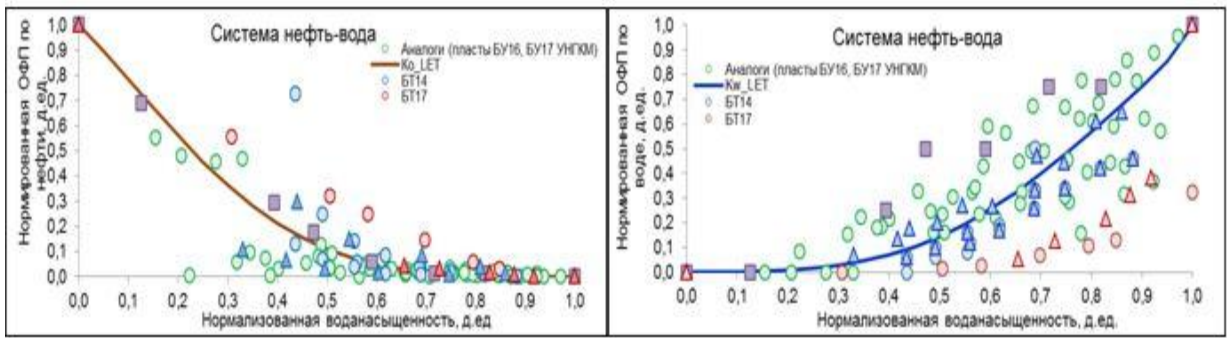




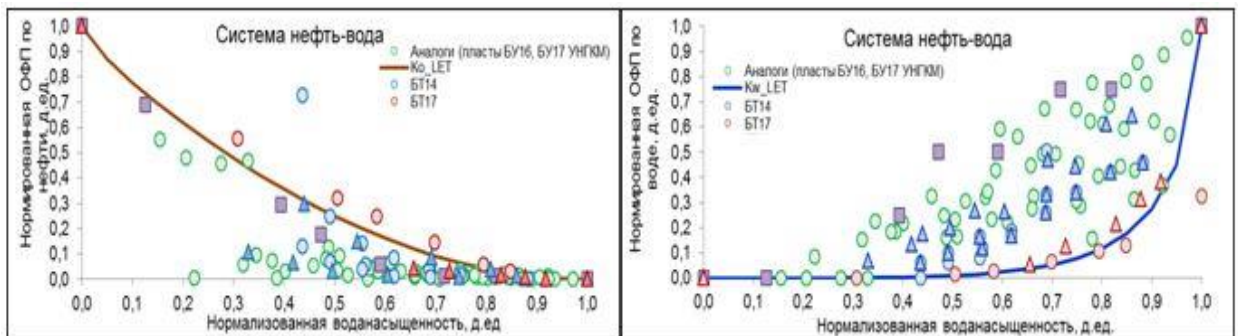
Сопоставление параметров пласта БТ<sub>17</sub> в геологической и гидродинамической моделях.



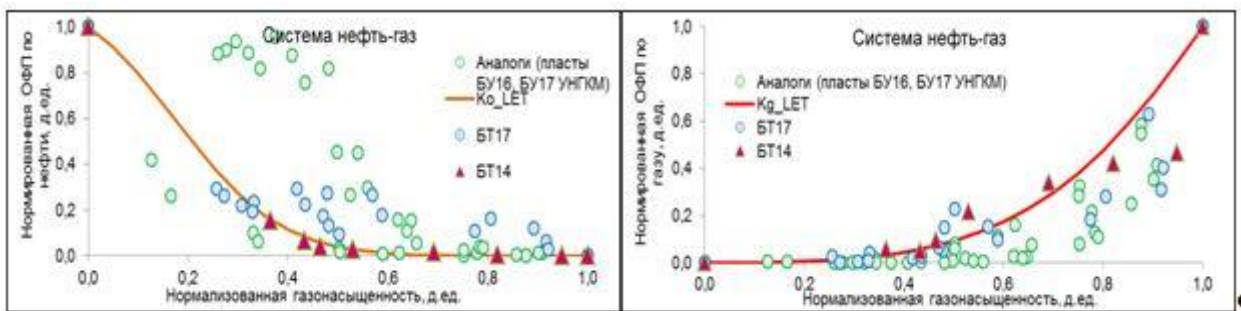
Сопоставление параметров пласта БТ<sub>14</sub> в геологической и гидродинамической моделях



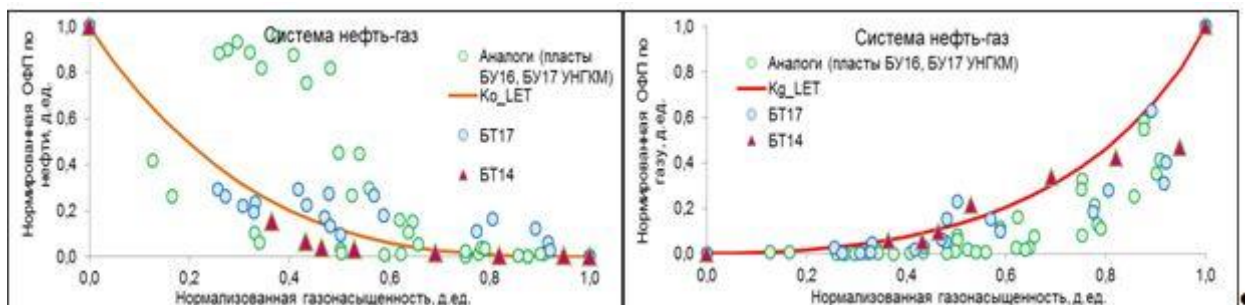
. OFП пласта БТ<sub>14</sub>. Система «нефть-вода»



ОФП пласта БТ<sub>17</sub>. Система «нефть-вода»



ОФП пласта БТ<sub>14</sub>. Система «нефть-газ»



ОФП пласта БТ<sub>17</sub>. Система «нефть-газ»

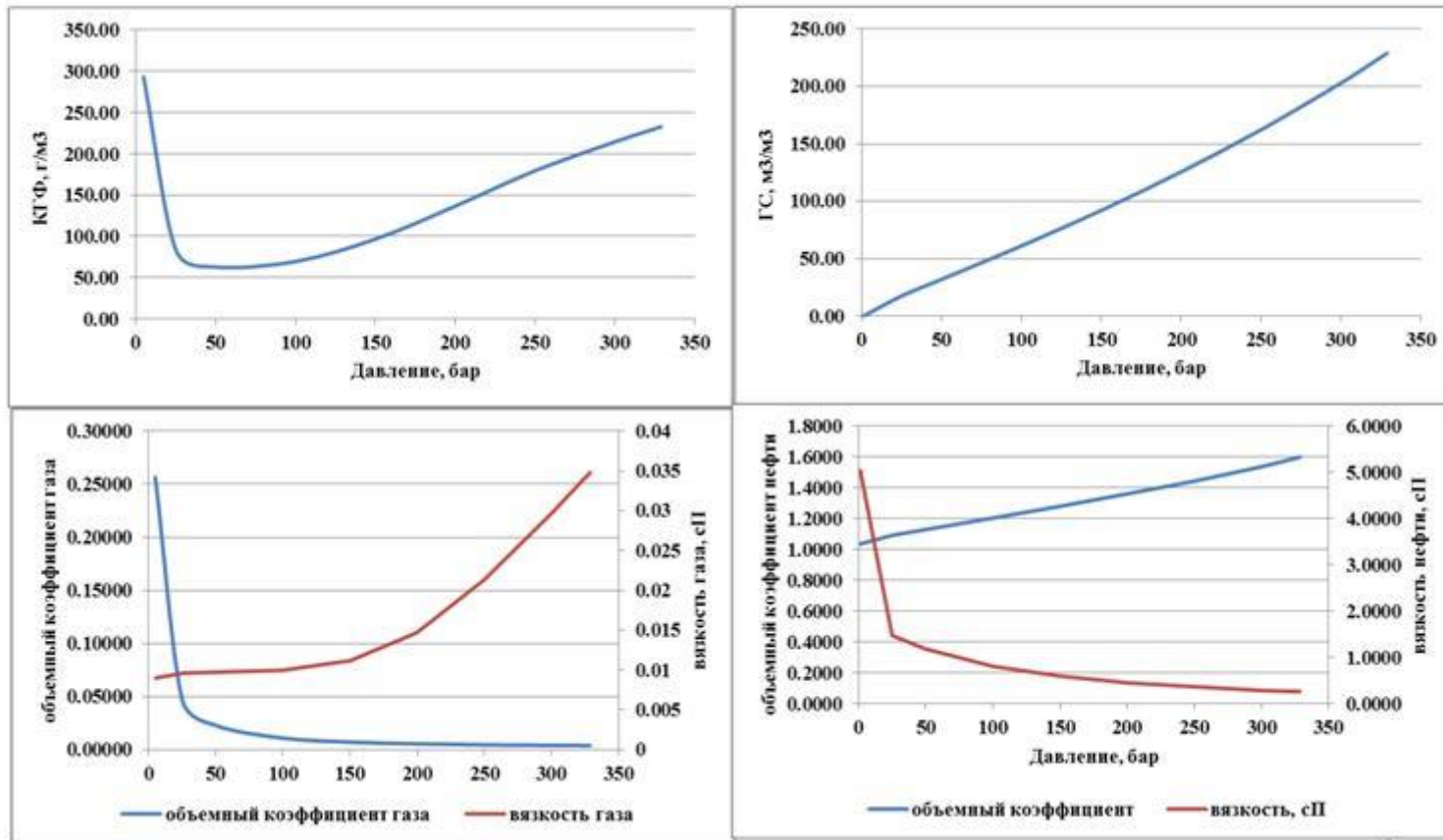


## Состав пластового газа. Пласты БТ17

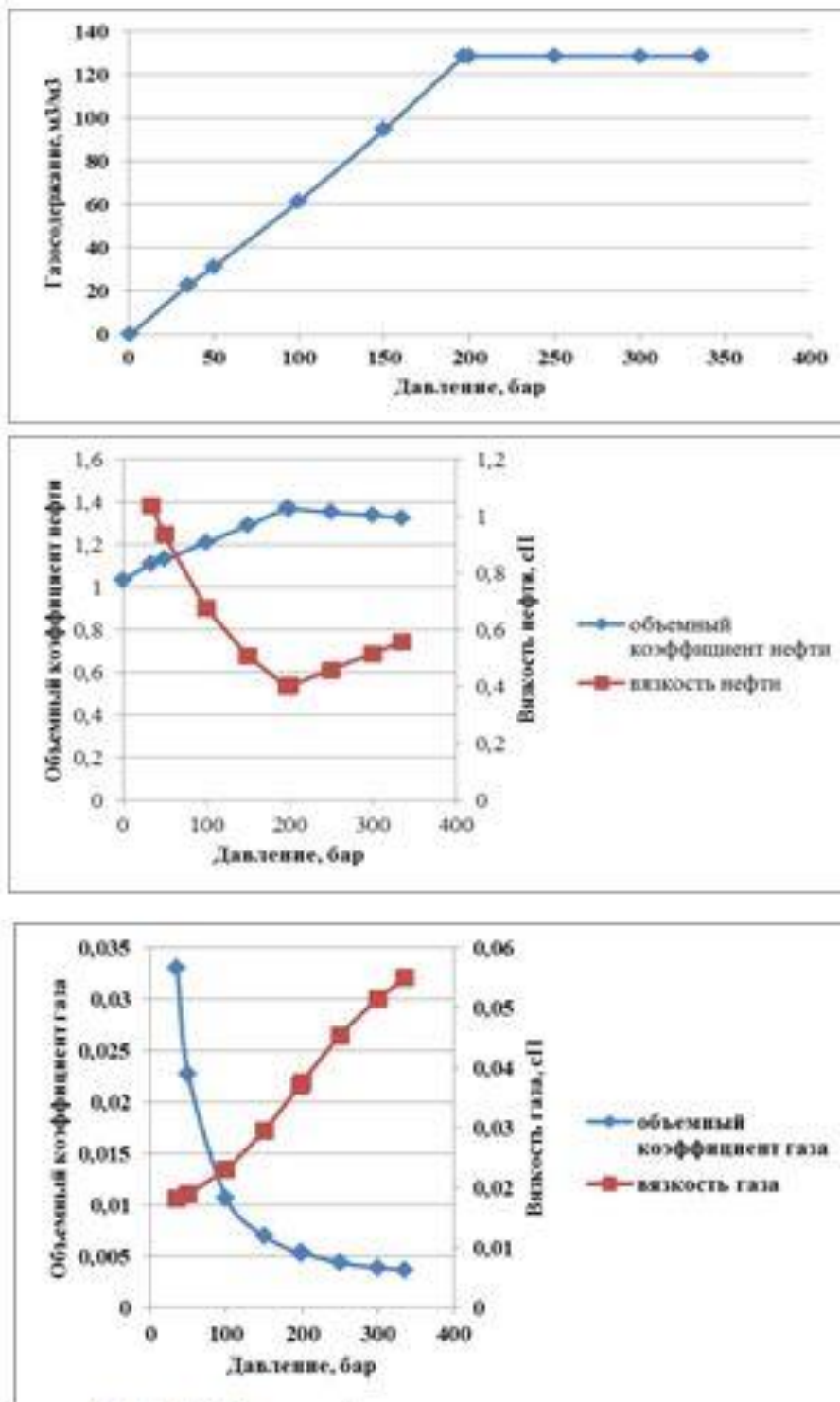
Компоненты	мол, %	Молярная масса, г/моль	Плотность, г/см <sup>3</sup>
N2	0,562	28,014	
CO2	0,345	44,010	
C1	83,524	16,043	
C2	4,988	30,070	
C3	3,136	44,097	
IC4	0,862	58,124	
C4	0,892	58,124	
iC5	0,696	72,151	
nC5	0,564	72,151	
C6	0,804	86,178	
C7+	2,289	110,586	0,741
C11+	0,952	168,689	0,802
C16+	0,151	228,555	0,842
C18+	0,147	265,926	0,868
C22+	0,087	352,406	0,919

## Состав пластового газа. Пласт БТ14

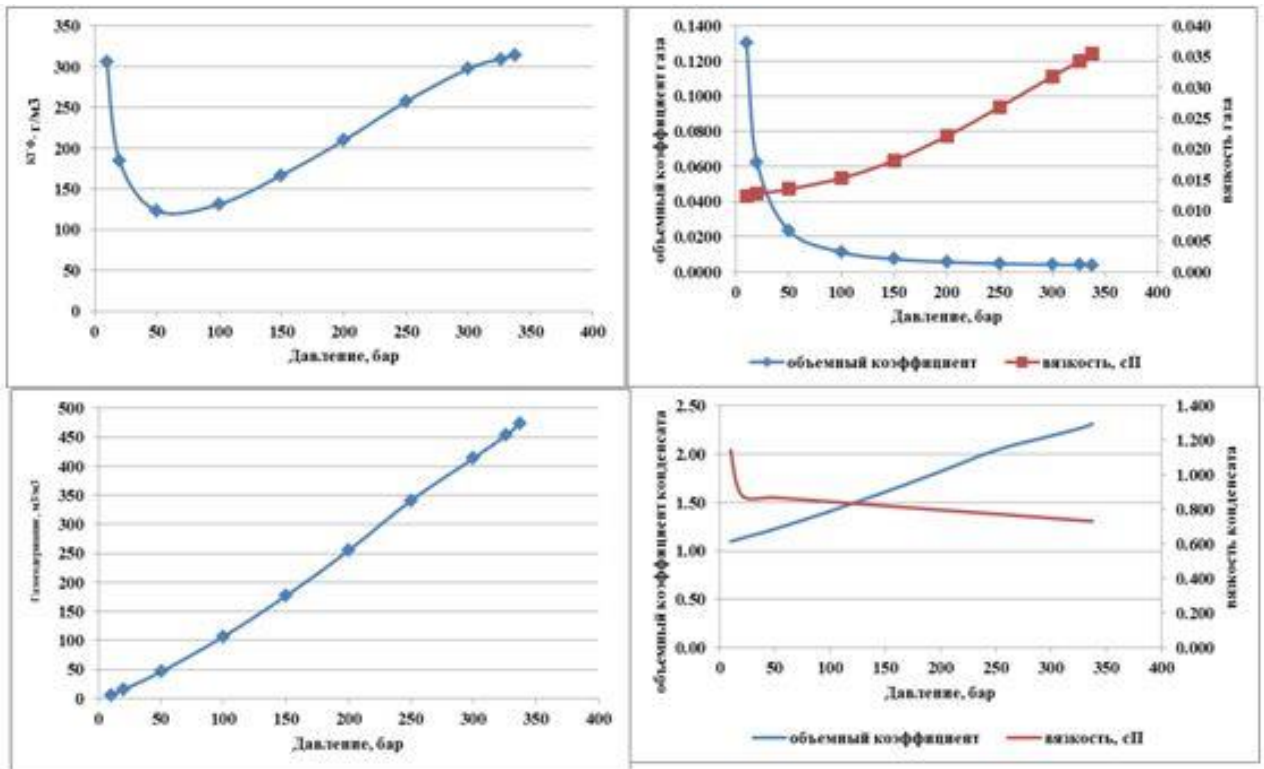
Компоненты	мол, %	Молярная масса, г/моль	Плотность, г/см <sup>3</sup>
N <sub>2</sub>	0,542	28,013	0,804
CO <sub>2</sub>	0,036	44,01	0,777
C <sub>1</sub>	84,152	16,043	0,425
C <sub>2</sub>	5,9832	30,07	0,548
C <sub>3</sub>	3,2735	44,097	0,582
IC <sub>4</sub>	0,7	58,124	0,557
NC <sub>4</sub>	1,118	58,124	0,579
IC <sub>5</sub>	0,378	72,151	0,62
NC <sub>5</sub>	0,432	72,151	0,626
C <sub>6</sub>	0,536	84	0,685
FRC <sub>1</sub>	1,415	105,47	0,770
FRC <sub>2</sub>	1,317	151,67	0,809
FRC <sub>3</sub>	0,117	242,28	0,862
FRC <sub>4</sub>	0,0002	400	0,922



Свойства газа и нефти при снижении пластового давления для пласта БТ14 по результатам выгрузки таблиц Black Oil

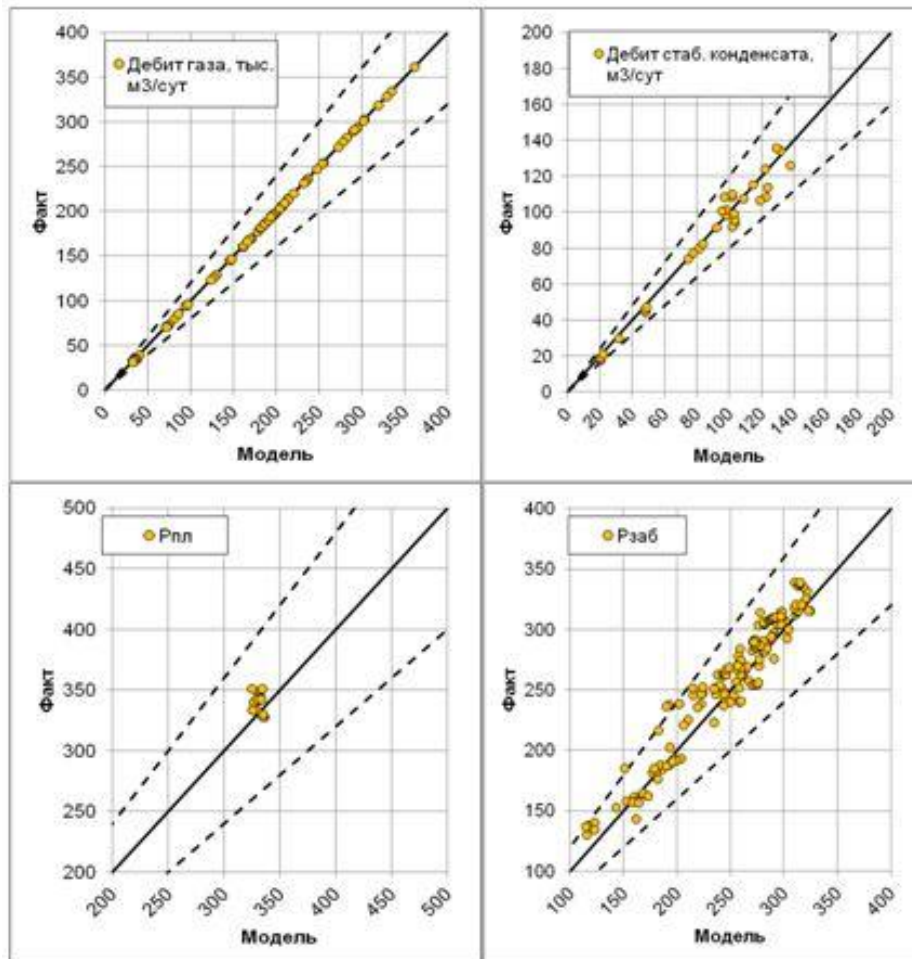


Свойства нефти и газа при снижении пластового давления для пласта БТ17

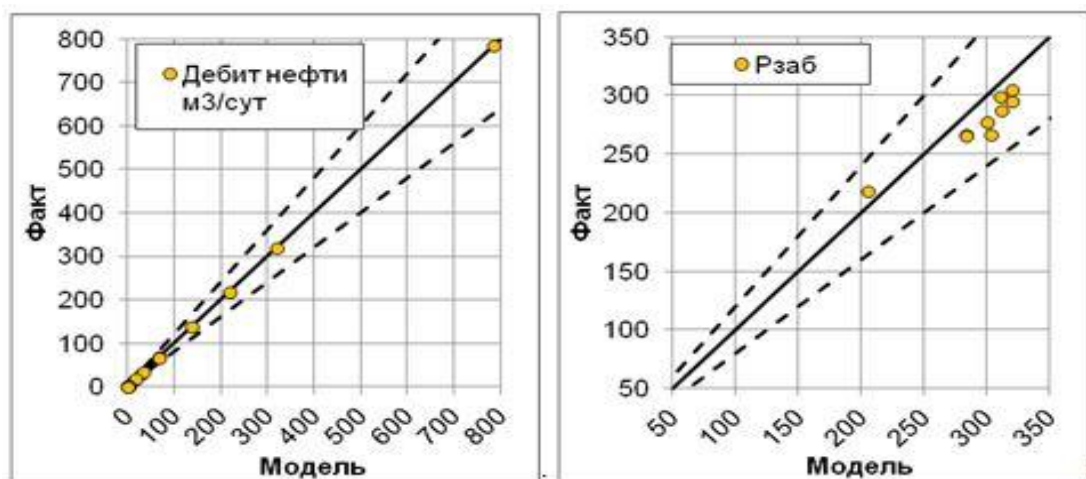


Свойства газа и конденсата при снижении пластового давления для пласта

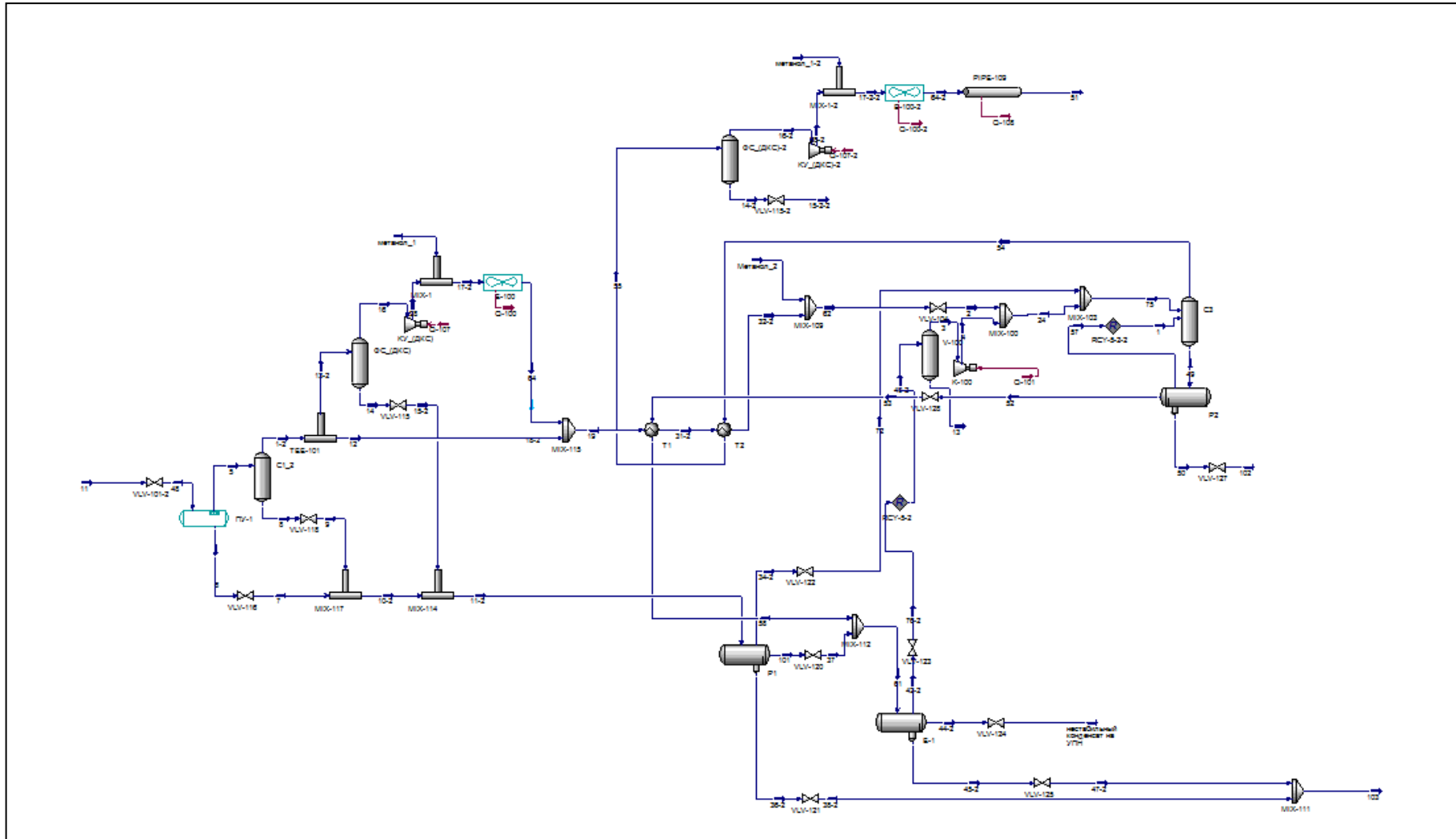
БТ17



Крос-плоты сопоставление фактических и модельных показателей по газу



Крос-плоты сопоставление фактических и модельных показателей по нефти



Принципиальная технологическая схема УКПГ месторождения R





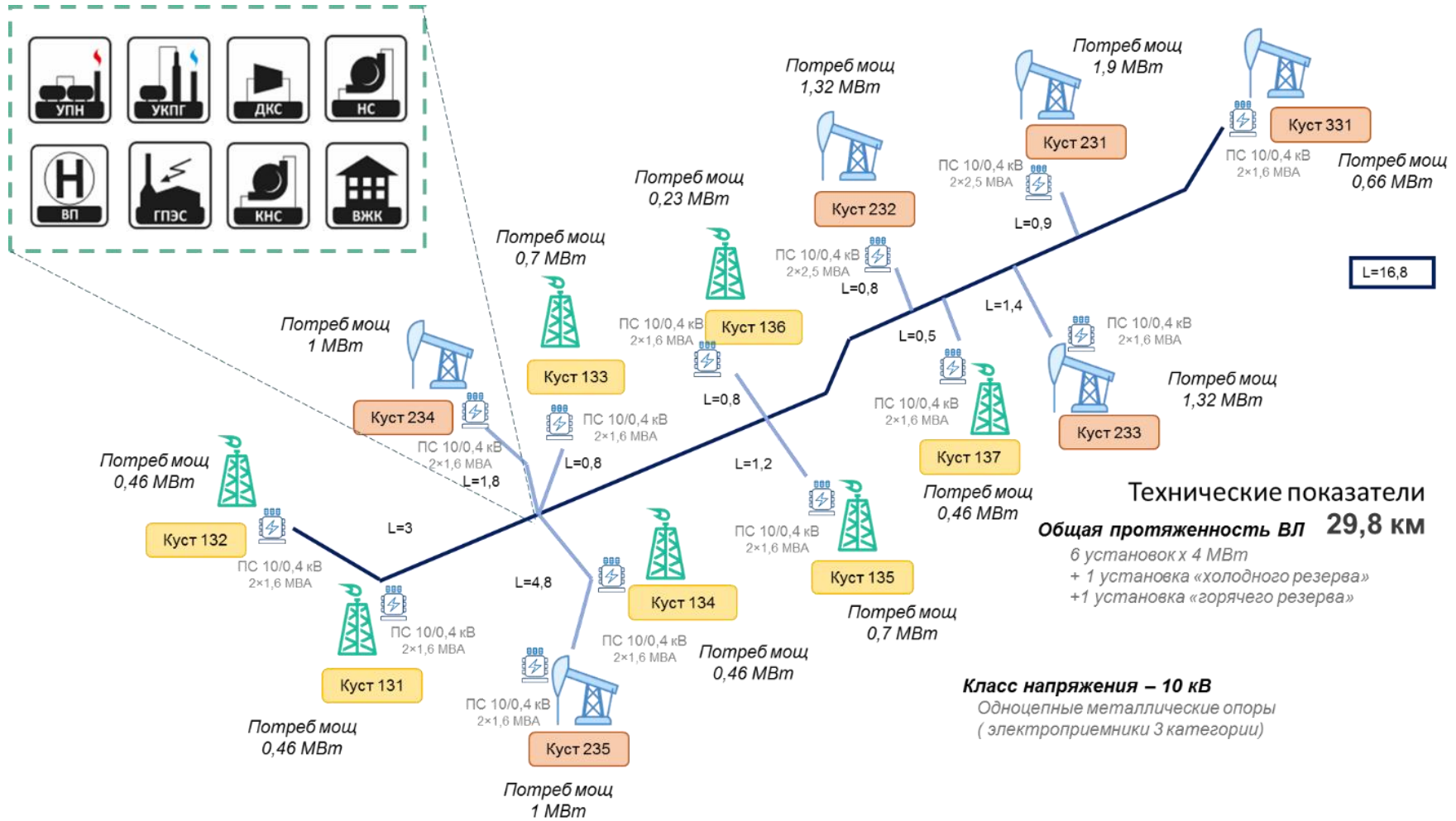


Схема энергоснабжения месторождения R