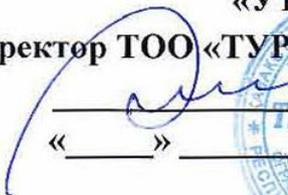


**ТОО «Туран-Барлау»  
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

**«УТВЕРЖДАЮ»:**  
Директор ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ»  
  
\_\_\_\_\_ А. А. Альпаев  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.



**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМДАЛА**

(по состоянию на 01.01.2023 г.)

Договор № от г.

Директор  
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



Майлыбаев Р.М.

г.Алматы - 2023

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

**ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

**Государственная лицензия №0000280 от 28 июля 2011 года**

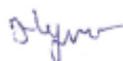
Начальник отдела разработки, к.т.н

 Сериков Н.Ж.

Ведущий инженер разработчик

 Есен А.

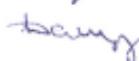
Начальник отдела геологии, к.г.-м. н

 Нурсултанова С.Г.

Инженер геолог

 Ерболат А.Б.

Начальник отдела экологии, к.т.н

 Демеуова А.А.

(гос.лиц. №01873Р от 13.08.08г.)

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>РЕФЕРАТ</b> .....	Ошибка! Закладка не определена.
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	Ошибка! Закладка не определена.
<b>1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ</b> .....	<b>16</b>
<b>2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	<b>16</b>
2.1. Характеристика геологического строения.....	16
2.1.1. <i>Литолого-стратиграфическая характеристика</i> .....	16
2.1.2. <i>Тектоника</i> .....	23
2.1.3. <i>Нефтегазоносность</i> .....	27
2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности .....	33
2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды.....	41
2.3.1. <i>Состав и свойства нефти в пластовых условиях</i> .....	41
2.3.2. <i>Состав и свойства нефти в поверхностных условиях</i> .....	44
2.3.3. <i>Состав и свойства растворенного газа</i> .....	47
2.3.4. <i>Состав и свойства свободного газа</i> .....	49
2.3.5. <i>Физико-химические свойства и состав пластовых вод</i> .....	54
2.4. Физико-гидродинамические характеристики .....	50
2.5. Запасы нефти и газа .....	54
<b>3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ</b> .....	<b>58</b>
3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности .....	58
3.2. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки .....	63
3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов .....	63
3.3.1. <i>Обоснование выделения объектов разработки</i> .....	63
3.3.2. <i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i> .....	66
3.3.3. <i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i> .....	71
3.3.4. <i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i> .....	72
3.3.5. <i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i> .....	76
3.4. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей.....	78
<b>4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ</b> .....	<b>82</b>
4.1. Технологические показатели вариантов разработки .....	82
4.2. Экономические показатели вариантов разработки .....	93
4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр.....	100
<b>5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ</b> .....	<b>101</b>
<b>6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА</b> .....	<b>103</b>
6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	103
6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов .....	103
6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин .....	103
6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	104
6.4.1. <i>Нормирование качества воды для ППД</i> .....	104

6.4.2. Рекомендации по подготовке пластовых сточных вод..	105
6.5. Программа утилизации газа.....	106
<b>7.ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>108</b>
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	110
7.1.1. Требования к технологии и качеству цементирования скважин. ....	110
7.1.2. Требования к производству буровых работ. ....	112
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	113
7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии .....	113
7.2.2.Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии .....	115
<b>8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ .....</b>	<b>117</b>
<b>9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....</b>	<b>123</b>
9.1 Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин .....	123
9.1.1. Исследования скважин в открытом стволе .....	123
9.1.2. Исследования скважин в эксплуатационной колонне .....	124
9.2 Комплекс физико-химических исследований нефти.....	127
9.3 Комплекс гидродинамических исследований .....	129
<b>10.ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....</b>	<b>132</b>
<b>11.МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....</b>	<b>133</b>
<b>12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ .....</b>	<b>135</b>
<b>13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ .....</b>	<b>136</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>137</b>
<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>140</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ.....</b>	<b>172</b>
<b>ПРОТОКОЛ НТС.....</b>	<b>173</b>
<b>ПРОТОКОЛ СТС .....</b>	<b>175</b>
<b>ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ.....</b>	<b>173</b>
<b>СПРАВКА О РАССЫЛКЕ ОТЧЕТА.....</b>	<b>175</b>

## СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Название таблиц	Стр.
1	2	3	4
	2.1.1	Отбивки стратиграфических горизонтов	22
	2.2.1	Освещенность залежей отбором керна	33
	2.2.2	Коэффициент расчлененности и песчанистости продуктивных горизонтов	35
	2.2.3	Характеристика толщин пластов по горизонтам (залежам)	38
1	2.3.1.1	Месторождение Кумдала. Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях	43
2	2.3.2.1	Месторождение Кумдала. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти	46
3	2.3.3.1	Месторождение Кумдала. Компонентный состав растворенного газа, выделенного при стандартном разгазировании пластовой нефти	48
4	2.3.4.1	Характеристика свободного газа	49
6	2.5.1	Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кумдала	55
7	2.5.1	Подсчет запасов свободного газа месторождения Кумдала	57
8	3.1.1	Результаты анализа испытаний по продуктивным горизонтам	60
9	3.1.2	Распределение объектов опробования по горизонтам и характеру насыщения	61
10	3.1.3	Результаты гидродинамических исследований	62
11	3.2.1	Состояние фонда пробуренных скважин	63
12	3.3.1.1	Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки	65
13	3.3.2.1	Исходная характеристика вариантов разработки для I объекта.	68
14	3.3.2.2	Исходная характеристика вариантов разработки для II объекта.	69
15	3.3.2.3	Исходная характеристика вариантов разработки для III объекта.	69
16	3.3.2.4	Исходная характеристика вариантов разработки для IV объекта.	70
21	3.3.5.1	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по скважине №3 м-р Кумдала	78
22	3.4.1	Нормативы для расчета капитальных вложений	80
23	3.4.2	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	81
24	3.4.3	Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	81
25	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2	83
26	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2	84
27	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 2	85
28	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 2	86
29	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 2	87
30	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 2	88
31	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по III	89

		эксплуатационному объекту. Вариант 2	
32	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 2	90
33	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту. Вариант 2	91
34	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту. Вариант 2	92
35	4.2.1	Капитальные вложения 2 вариант	94
36	4.2.2	Доход от реализации в целом по месторождению. Вариант 2	94
37	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции 2 вариант	96
38	4.2.4	Поток денежной наличности в целом по месторождению. Вариант 2.	99
39	4.3.1	Рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по вариантам и эксплуатационным объектам месторождения Кумдала	100
40	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки	102
41	6.5.1	Технические параметры Устьевого нагревателя «УН-0,2»	106
42	6.5.2	Баланс сырого газа месторождения Кумдала, с 2027-2029 гг.	107
	7.1.1	Техническое состояние пробуренных скважин месторождения Кумдала	108
	7.1.2	Рекомендуемая конструкция проектной добывающей скважины	110
	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2	118
	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. Вариант 2	119
	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. Вариант 2	120
	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. Вариант 2	121
	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV объекту. Вариант 2	122
	9.1	Рекомендуемый комплекс исследований по месторождению Кумдала	125

## СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Название рисунков	Стр.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
1	1.1.	Обзорная карта района работ	15
2	2.1.2.1	Тектоническая схема Арыскумского прогиба	23
	2.1.2.2	Структурная карта по ОГ-IV' (кровля отложений дощанской свиты)	24
	2.1.2.3	Структурная карта по ОГ-IV (кровля карагансайской свиты средней юры J2kr)	25
	2.1.2.4	Структурная карта по ОГ-IIIк (кровля кумкольской свиты верхней юры J3km)	26
3	2.4.1	Сопоставление плотности с пористостью	52
4	2.4.2	Сопоставление проницаемости с пористостью	52
5	2.4.3	Связь параметра пористости с пористостью	53
6	2.4.4	Определение граничного значения	54
	6.3.1	Система сбора и подготовки	

## СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИИ

№№ п/п.	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	П 1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1	141
2	П 2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1	142
3	П 3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 1	143
4	П 4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 1	144
5	П 5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 1	145
6	П 6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 1	146
7	П 7	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 1	147
8	П 8	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 1	148
9	П 9	Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту. Вариант 1	149
10	П 10	Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту. Вариант 1	150
11	П 11	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3	151
12	П 12	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3	152
13	П 13	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 3	153
14	П 14	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 3	154
15	П 15	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 3	155
16	П 16	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 3	156
17	П 17	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 3	157
18	П 18	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 3	158
19	П 19	Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту. Вариант 3	159
20	П 20	Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту. Вариант 3	160
21	П 4.2.1	Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1)	161
22	П 4.2.2	Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)	162
23	П 4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 1)	163
24	П 4.2.4	Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 1)	153

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
25	П 4.2.5	Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 3)	166
26	П 4.2.6	Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 3)	167
27	П 4.2.7	Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 3)	168
28	П 4.2.8	Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 3)	171

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложений	№ прило- жения	Кол- во лис- тов	Масштаб	Степень секрет- ности
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1	Геологический разрез по линии I-I	1	1	гор. 1:25 000 верт. 1:1 000	н/с
2	Геологический разрез по линии II-II	2	1	гор. 1:25 000 верт. 1:1 000	н/с
3	Схема обоснования контактов	3	1	1:500	н/с
4	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-III	4	1	1:25 000	н/с
5	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-IV-2-1	5	1	1:25 000	н/с
6	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-IV-2-2	6	1	1:25 000	н/с
7	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-IV-2-3	7	1	1:25 000	н/с
8	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-IV-2-4	8	1	1:25 000	н/с
9	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-IV-2-6	9	1	1:25 000	н/с
10	Карта расположения пробуренных и проектных скважин	10	1	1:25 000	н/с

Всего: 10 гр. пр. на 10 л., все н/с.

## ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Кумдала, является ТОО «Туран-Барлау», согласно Контракта на разведку УВС №892 от 21 февраля 2002 года в пределах блоков участка 1: ХХІХ-39-С (частично), ХХІХ-40-А (частично), В (частично), D (частично), Е (частично); участка 2: ХХХ-39-В (частично), С (частично). В последующем Контракт был дополнен Дополнениями №№1-17, последним Дополнением №17 период разведки продлен до 06 декабря 2022 года, Государственный регистрационный № 4985-УВС от 25 ноября 2021 года.

Месторождение Кумдала, расположена в юго-восточной части участка № 2 Контрактной территории ТОО «Туран Барлау».

21 февраля 2002г Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (Компетентный орган) и ТОО «Туран-Барлау» (Подрядчик) подписан Контракт на проведение разведки УВ сырья на контрактной территории (Акт государственной регистрации контракта №892).

Геологоразведочные работы на Контрактной территории начаты в соответствии с **«Проектом геологоразведочных работ на Контрактной территории ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ»** (протокол НТС ТУ «Южказнедра» за № 42\02 от 09.04.2002г.). За период 2002-2004 года проведена переобработка и переинтерпретация сейсмоматериалов прошлых лет протяженностью 552 п.км., пробурено 3 глубоких скважин общей глубиной 5400м, выполнение составило 3848 тыс. долларов, при обязательстве 3790 тыс. долларов.

2004 году разработано **Дополнение 1 к «Проекту ГРР...»** утвержденное протоколом НТС ТУ «Южказнедра» за № 199/04 от 16.09.2004 г. Целевое назначение работ не изменилось Дополнением предусматривалось переобработка и переинтерпретация сейсмоматериалов прошлых лет протяженностью 265 п.км., бурение 3 глубоких скважин общей глубиной 5500м, при выявлении залежей УВС детализация проведением сейсмических работ 3Д в объеме 100 км<sup>2</sup>, с обязательствами 4300 тыс. долларов. Согласно данного проекта проведены следующие работы переобработка и переинтерпретация ранее проведенных сейсмических работ протяженностью 433п.км, проведена сейсмика 2Д протяженностью 462 п.км, пробурена 1 скважина глубиной 1623 м.

В 2007 году разработано **Дополнение 2 к «Проекту ГРР...»** утвержденное протоколом НТС ТУ «Южказнедра» за № 81/07 от 05.02.2007г. Рабочей программой предусматривалось проведение полевых сейсмических работ 2Д с обработкой протяженностью 200 п.км. и бурение одной скважины глубиной 1500м, ассигнования составили 2000 тыс.долларов. Проведенные работы сейсмоисследования модели 2Д протяженностью 250 п.км., 3Д в объеме 23км<sup>2</sup>

Дополнение 3 составлено в 2008 году протокол ТУ «Южказнедра» за № 454/08 от 25.12.2008г. Этим дополнением планировалось проведение 2Д протяженностью 250 п.км. с обработкой и интерпретацией данных, бурение 5 скважин, 4 скважины глубиной 1500м, 1 скважина глубиной 2100м, финансовые обязательства -9900 тыс. долларов. За этот период пробурена 1 скважина глубиной 2312м.

В 2010 году работы проводились в соответствии с **«Проектом доразведки на период продления до 21.02.2012 год**, Контракта на разведку № 892 от 21.02.2002 года ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ (протокол НТС ТУ «Южказнедра» за № 205/10 от 10.06. 2021 г) проектом предусматривалось бурение 7 скважин, изучение геологического строения структур и выявление залежей УВС в отложениях верхней и средней юры, изучение литологического состава продуктивных горизонтов и подсчет запасов УВС.

В 2012 году разработан **«Проект оценочных работ месторождения Табакбулак и Контрактной территории на период продления 21.02.2012-21.08.2013 года»** протокол Комитета геологии и недропользования за № 379 от 18.04.2021г. Данным проектом предусматривалось бурение 2 скважин проектной глубиной 2300 ( $\pm 250$ )м и сейсмосьемка модели 3Д в объеме 100 км<sup>2</sup>, но в последующем Дополнением 13 к Контракту внесены изменения в рабочую программу внесены изменения физических и финансовых показателей в части сейсморазведочных работ 3Д в объеме 194 км<sup>2</sup>, но без изменения общих финансовых обязательств рабочей программы. В период проведена 3Д в объеме 194км<sup>2</sup> и пробурена 1 скважина глубиной 1651м.

2014 году разработано **Дополнение к «Проекту оценочных работ месторождения Табакбулак и Контрактной территории на период продления 21.02.2014-21.08.2016 года»**, данным проектом планировалось бурение 2 скважин проектной глубиной 2300м, но пробурена 1 скважина с фактической глубиной 2597 м.

2015 году разработано **Дополнение 2 к «Проекту оценочных работ месторождения Табакбулак и Контрактной территории на период продления 21.02.2016-21.08.2019года»**. Проектом предусматривалось бурение 2 скважин с проектными глубинами 2600м, за прошедший период пробурена 2 скважины общей глубиной 5317м.

В 2018 году разработан **«Проект разведочных работ (оценочный этап) на Участке 2 контрактной территории ТОО «Туран Барлау» на период продления 21.02.2019-21.02.2022 гг. »**, где планировалось бурение 3-х независимых и 1-й зависимой разведочной скважины с проектными глубинами 2400- 2500м, а также проведение переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д и 3Д по всей контрактной территории (Участок 2) и подсчет запасов УВС.

За прошедший проектный период пробурены 2 скважины общей глубиной 5003м.

В соответствии с Геологическим отводом, выданным Комитетом геологии и охраны недр, площадь территории на право недропользования состоит из двух изолированных участков 1 и 2, каждый площадью, соответственно, 396 км<sup>2</sup> и 285,21 км<sup>2</sup>. Общая площадь Геологического отвода составляет 681,1 км<sup>2</sup>, глубина отвода – до 2700м (до кровли палеозоя).

В 2002 г в результате поисково-разведочного бурения на участке №2 в скважине Табакбулак 2 получен приток свободного газа и нефти в коллекторах кумкольской свиты верхней юры (горизонт Ю-III).

ТОО «Мунайгазгеолсервис» произведен в 2003 году выполнил **«Оперативный подсчет запасов газа горизонта Ю-III месторождения Табак-Булак по состоянию изученности на 01.03.2003г»**. (Протокол ГКЗ № 225-03-П от 18.04.2003 г.).

С 2002-2021 гг. всего было пробурено 24 поисково-разведочных скважин: на участке № 1 - 16 скважин и на участке № 2 – 8 скважины. Целевым назначением бурения поисково-разведочных скважин было изучение геологического разреза структур, выявление залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела, верхней и средней юры, изучение литологического состава продуктивных пластов и подсчет запасов УВС.

Так же в 2022 г. компанией ТОО «Туран Барлау» составлен отчет **«О результатах сейсморазведочных работ 3Д и обработка интерпретации геолого-геофизических данных на контрактной территории ТОО «Туран Барлау» в пределах блоков: ХХХ-39-В (частично), С (частично)»**, который рассмотрен в МД «Южказнедра» (Протокол №879 от 6 октября 2022 г.).

В 2022 г по данным бурения 8-ми скважин (КД-1, КД-2, КД-3, ТБ-2, ТБ-8, ТБ-9, Южно Блиновская-1 и Восточный Кумдала-1) компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет **«Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумдала по состоянию на 01.03.22 г»**. (Протокол ГКЗ РК №2489-22-П от 12.12.22 г.).

В 2023 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет **«Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумдала по состоянию на 01.03.22 г»** и утвержден в ГКЗ РК. (Протокол ГКЗ РК №2581-23-У от 02.08.2023 г.).

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе ТОО «Туран Барлау» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении участок №2 расположен в Сырдарьинском районе Кызылордынской области РК.

Площадь участка №2 – 285,21 км<sup>2</sup>.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожная станция Жусалы (160 км) и областной центр Кызылорда (150 км).

На северо-западе от участка №2 контрактной территории расположен вахтовый посёлок АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" на месторождении Кумколь

Межпромысловая дорожная сеть представлена гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем.

В 190 км к востоку от площади работ проходит нефтепровод Омск - Павлодар - Шымкент.

В 50 км на запад от участка проектируемых работ находится действующий газопровод Акшабулак-Кызылорда.

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожными нефтеналивными терминалами, находящимися на станции Жусалы, соединяет нефтепровод Кызылкия - Арысқум – Майбулак протяженностью 177 км.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Атасу - Алашанькоу с пунктом приёма и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

В физико-географическом отношении район работ представляет собой слабо всхолмленную суглинистую равнину с редкими массивами бугристых песков.

Абсолютные отметки рельефа составляют 78-141 м над уровнем моря.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35<sup>0</sup>С, минимальная зимой -35<sup>0</sup>С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает 150мм.

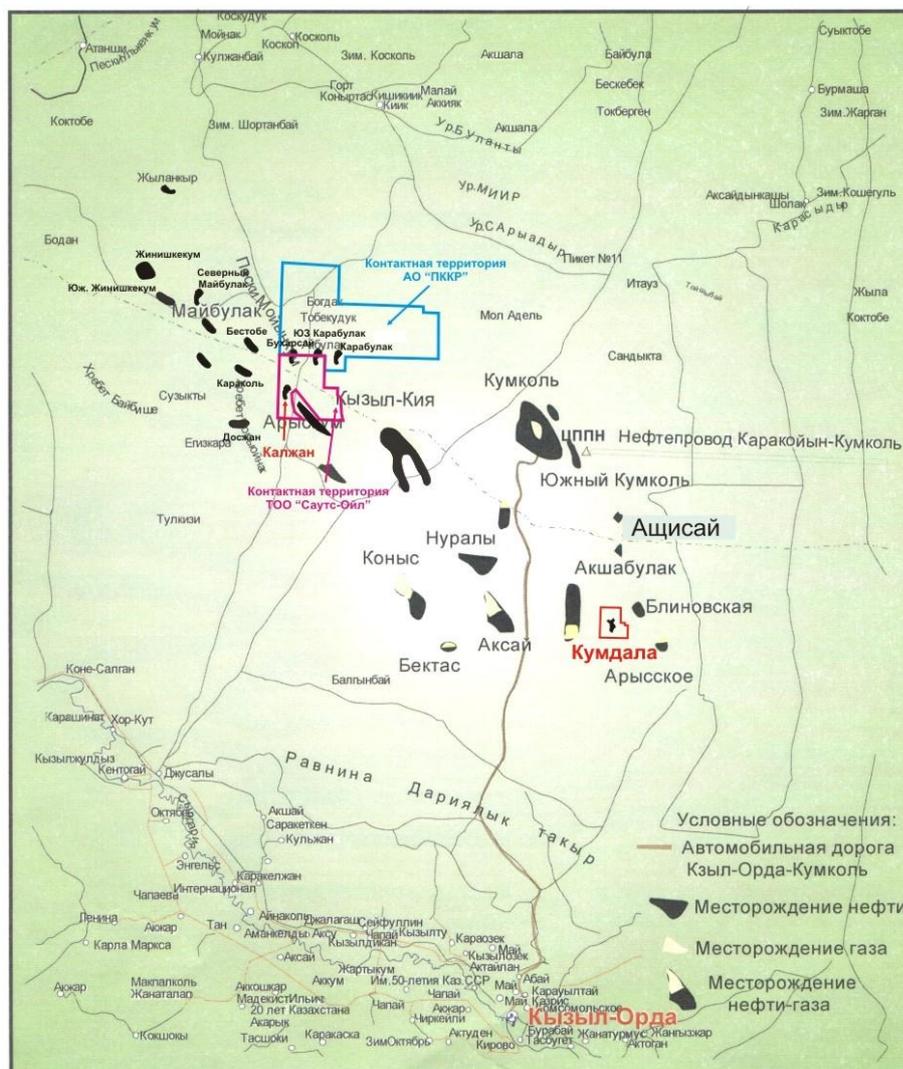
Для района характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Непосредственно в районе работ отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства. В этих целях Кызылординской гидрогеологической экспедицией пробурены артезианские скважины.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

Месторождение Табакбулак открыто во второй половине 2002 года, при опробовании скважины Табакбулак 2. Название «Табакбулак» получило, из-за нахождения основной части контрактной территории в пределах Табакбулакской горст-антиклинальной зоны, хотя месторождение расположено совершенно в другой структуре. В связи с этим, создается определенные неудобства и путаница. С названием ассоциируется структура, находящая далеко на северо-востоке.

В названии скважин присутствует слова «Кумдала», «Табакбулак», поэтому далее в тексте, таблицах, разрезах для удобства принято следующее сокращение: Кумдала 2 – КД-2, Табакбулак 2 – ТБ-2.



**Рисунок 1.1** Обзорная карта района работ

## **2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1. Характеристика геологического строения**

#### **2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика**

##### **Нерасчлененные протерозой + палеозойские отложения (PR+PZ)**

Описываемые отложения не вскрыты пробуренными скважинами, вследствие их более глубокого залегания, но в дальнейшем несомненно будут изучены. Они составляют докембрийский фундамент, структурное строение которых представляет интерес к накоплению УВС на Арысском прогибе. Описываемые отложения представлены в основном метаморфическими породами и частично в различной степени метаморфизованными терригенно-карбонатными образованиями.

##### **Мезозойская группа (MZ)**

##### **Юрская система (J)**

Юрская система представлена в Арыскупском прогибе всеми тремя отделами и расчленена по литологическому составу на 6 свит (снизу вверх): сазымбайскую и айбалинскую в нижнем отделе, дощанскую и карагансайскую в среднем отделе, кумкольскую и акшабулакскую в верхнем отделе. В изученной скважинами части Контрактной территории, юрская система сложена двумя отделами: средним и верхним, но к западу и востоку в глубоких частях выделяется полный разрез.

В разрезе юры можно выделить три ритмотолщи, каждая из них состоит из двух ритмосвит. В каждой ритмотолще нижняя ритмосвита сложена более грубообломочными, а верхняя ритмосвита - более тонкообломочными отложениями, ритмично чередующимися в разрезе. Ритмичное чередование наблюдается внутри каждой ритмосвиты и четко видно в разрезе верхней ритмосвиты.

Отложения юрской системы в рельефе занимают палеокотловины, палеовпадины и палеодолины доюрской земной поверхности. В связи с этим, снос обломочного материала обычно происходит с местных поднятий. Поэтому состав грубообломочных пород отложений нижних ритмосвит юры в большинстве случаев близок с составом нижележащих протерозой-палеозойских образований.

#### **Нижний - средний отделы (J<sub>1-2</sub>)**

##### **Дощанская свита (J<sub>1-2dš</sub>)**

Отложения дощанской свиты вскрыты всеми двумя скважинами. Разрез свиты сильно отличается по сравнению с другими структурами и месторождениями. В отличие от других месторождений, свита представлена тонко-, мелкочередующей (от 1,0 до 2-3 м) толщей, сложенной песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники в разрезе преобладают. В разрезе свиты других месторождений, обычно, чередуются пачки (толщиной от 4-5 до 25 - 33) грубообломочных пород с пачками (3-17 м) тонкообломочных пород. Общая вскрытая толщина свиты 133 (КД-2), 148 (ТБ-2).

К песчаным пластам и алевролитам, частично и аргиллитам свиты приурочен продуктивный горизонт Ю- V.

#### **Средний отдел (J<sub>2</sub>)**

##### **Карагансайская свита (J<sub>2kr</sub>)**

Отложения карагансайской свиты во впадинах согласно залегают на породах дощанской свиты, а в краевых частях - непосредственно на породах домезозойского фундамента. Они вскрыты всеми скважинами и представлены темно-серыми, черными аргиллитами, углями с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Толщины прослоев изменяются от нескольких см до 2-3 м. К ним приурочен продуктивный горизонт Ю-IV.

На описываемой части месторождения отложения свиты выделяются относительно более высокими электрическими сопротивлениями (6-10 Омм), чем верхнеюрские аргиллиты, алевролиты (2,5-5).

Толщина свиты на изученной части составляет 145,8 (КД-2) и 177 (ТБ-2).

### **Верхний отдел ( $J_3$ )**

#### **Кумкольская свита ( $J_3km$ )**

На Кумкольском месторождении отложения свиты расчленены на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. На исследованном месторождении она представлена только двумя верхними подсвитами.

**Среднекумкольская подсвита ( $J_3km_2$ )** разделена на две пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка сложена более грубообломочными, а верхняя - тонкообломочными породами. Они совместно образуют один полный ритмический цикл – ритмоподсвиту, но в поднятых участках нижняя пачка часто размыва и отсутствует.

**Нижняя пачка ( $J_3km_2^1$ )** сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, с явным преобладанием песчаников. Толщина пачки 57,7 (КД-2) и 20 (ТБ-2) м. К песчаникам пачки приурочен продуктивный горизонт Ю-III.

**Верхняя пачка ( $J_3km_2^2$ )** представлена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Прослои тяготеют к нижней части.

Толщина пачки 77 (КД-2) и 48 (ТБ-2) м. К прослоям песчаников приурочен продуктивный горизонт Ю-II.

**Верхнекумкольская подсвита ( $J_3km_3$ )** сложена чередованием аргиллитов, глинистых алевролитов (толщиной от 0,5-1 до 5-6м) с песчаниками, глинистыми песчаниками (толщиной от 2-3 до 5-10 м). В разрезе преобладают песчаные породы.

Толщина отложений верхнекумкольской подсвиты равна 34,7 (КД-2) и 36,8 (ТБ-2) м. К песчаникам верхнекумкольской подсвиты приурочен продуктивный горизонт Ю- I.

Толщина кумкольской свиты равна 104,8 – 169,4 м.

#### **Акшабулакская свита ( $J_3ak$ )**

Отложения акшабулакской свиты вскрыты во всех скважинах и сложены глинами, аргиллитами с единичными маломощными прослоями песчаников, алевролитов. В верхней и средней частях глины пестроцветные, темно-коричневые, кирпично-красные с прослоями серых и палевых разностей и зеленовато-серых песчаников. В нижней части разреза глины и аргиллиты серые, зеленовато-серые и темно-серые.

Толщина акшабулакской свиты 207,6-219,8 м.

К прослоям песчаников приурочен продуктивный горизонт Ю-0 и на данном месторождении они водоносные.

Общая вскрытая толщина юрских отложений 637,4 - 668 м.

### **Меловая система (К)**

Меловые отложения на исследованной территории широко распространены и вскрыты всеми скважинами, а в юго-западной части арыкумского прогиба обнажаются на поверхности. Меловая система представлена отложениями обеих отделов, нижний отдел расчленяется по литологическому составу на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон -сенона. Ниже приводится описание нижней части нижнего мела, с которым связана нефтегазоносность арыкумского прогиба.

#### **Нижний отдел (К<sub>1</sub>).**

#### **Неокомский надъярус (К<sub>1</sub>nc)**

В разрезе неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

*Нижнедаульская подсвита (К<sub>1</sub>nc<sub>1</sub><sup>1</sup>)* расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

*Арыкумский горизонт (К<sub>1</sub>nc<sub>1ar</sub>)* является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В Арыкумском прогибе горизонт расчленяется на три пачки: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя базальной пачка арыкумского горизонта на месторождении Табакбулак вскрыта во всех скважинах и представлена песчаниками, слабосцементированными с маломощными (0,5–1,5м) прослоями глинистых алевролитов и глин. Базальная пачка четко выделяется и ее толщина равна 33,5 (КД-2) и 44,6 (ТБ-2) м.

В Арыкумском прогибе и на описываемом месторождении базальная пачка является одним из продуктивных горизонтов (М-II), а также маркирующим горизонтом.

Средняя пачка сложена глинами с прослоями алевролитов. Толщина пачки 32,5 (КД-2) и 29 (ТБ-2) м.

К верхней пачке отнесены переходная верхняя часть, сложенная глинами с прослоями маломощного песчаника (0,5-1,0 м) и алевролита.

К песчаникам в Арыкумском прогибе приурочен продуктивный горизонт М-I.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыкумского горизонта. Толщина ее 147 (КД-2) и 210,3 (ТБ-2) м.

*Верхнедаульская подсвита (К<sub>1</sub>nc<sub>2</sub>)* в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней, преимущественно, глинами. Толщина её 153-241м.

Возраст даульской свиты установлен на основании обнаруженных единичных пресноводных остракод, типичных для отложений готерив-баррема, в связи с чем устанавливается неокомским.

#### **Апт-альбский ярус ( $K_1 a-a_2$ )**

#### **Карачетауская свита ( $K_1 a-a_2$ )**

Отложения карачетауской свиты залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 253-350 метров.

Возраст свиты по спорово-пыльцевому комплексу устанавливается апт-среднеальбским.

Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы ( $K_{1-2}$ )

#### **Альб – сеноманский ярус ( $K_{1-2} al_3-s$ )**

#### **Кызылкиинская свита ( $K_{1-2} kk$ )**

Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 87–186 м.

По спорово-пыльцевому комплексу возраст устанавливается поздне-альб-сеноманский.

#### **Верхний отдел ( $K_2$ )**

#### **Туронский ярус ( $K_2 t$ )**

#### **Балапанская свита ( $K_2 bl$ )**

Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она залегают трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина её 82-150м. Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский.

#### **Нерасчлененный верхний турон-нижний сенон ( $K_2 t_2-sn_1$ )**

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Толщина 123-236м.

Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

#### **Верхнесенонский надъярус ( $K_2 sn_2$ )**

В пределах Арыскупского прогиба отложения верхнего сенона в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43 м.

Возраст толщи устанавливается на основании морской фауны, микрофауны и спорово – пыльцевых комплексов, как кампан -маастрихтский.

### **Кайнозойская группа (KZ)**

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем.

### **Палеогеновая система (P)**

Отложения палеогена обнажаются в центральных частях Арыскупского прогиба и вскрыты скважинами. Палеоген представлен двумя отделами: палеоценом и эоценом, но при разведочных работах обычно выделяют нерасчлененную палеогеновую систему. В связи с этим, при описании этой системы использованы литературные данные.

### **Палеоцен (P<sub>1</sub>)**

Отложения палеоцена залегают с размывом на различных горизонтах верхнего мела и представлены кварц – глауконитовыми песками и песчаниками с желваками фосфоритов, часто группирующимися в виде пластов и линз. Толщина от 0,5 до 12 м. Из этих отложений определены типичные для палеоцена устрицы, фораминиферы.

### **Эоцен (P<sub>2</sub>)**

Эоцен представлен полным разрезом и расчленяется на нижний, средний и верхний эоцен.

**Отложения нижнего эоцена (P<sub>2</sub><sup>1</sup>)** залегают с размывом и фосфоритовой галькой в основании на отложениях палеоцена и представлены зеленовато-серыми до черных глинами, с прослоями песчаников и алевролитов с галькой фосфоритов, а также включениями обугленных растительных остатков. Толщина достигает 66 м. Возраст (ранний эоцен) установлен на основании фораминифер и спорово–пыльцевых комплексов. На геологической карте Средней Азии и Казахстана выделяются нерасчлененные нижне, средне-эоценовые отложения, представленные мергелями и глинистыми известняками с прослоями горючих сланцев. Толщина не превышает 35-40 м, в толще нижнего эоцена – всего около 2 м (рис.1.1).

**Средний эоцен (P<sub>2</sub><sup>2</sup>)** представлен серыми, желтыми, коричневыми мергелями, известняками и карбонатными глинами, с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, залегающими несогласно на отложениях палеоцена и сенона. Толщина 35-55 м. Возраст на

основании обильных комплексов фораминифер, зубов акул и скатов, остракод, радиолярий и спорово-пыльцевых комплексов устанавливается как средне-эоценовый.

**Верхний эоцен ( $P_2^3$ )** залегает согласно на отложениях среднего эоцена и представлен серыми и зелеными монтмориллонитовыми, бентонитовыми, тонкослоистыми глинами с включениями марказита, глауконита, зубов и чешуй рыб. Толщина достигает 245м.

#### **Нерасчлененные неоген-четвертичные отложения (N-Q)**

К неоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина от 0 до 20м.

В южной, северной и западной частях АП на картах поверхности выделяются верхне-плиоценовые ( $N^2_2$ ) отложения, представленные галечниками, гравийниками, гравийными песками, супесями и суглинками. Толщина 5-20м.

Таблица 2.1.1 - Отбивки стратиграфических горизонтов

система	отдел	ярус	свита	горизонт	№№ скважин	2 Табакбулак (1 ЮВА)	1 Кумдала	2 Кумдала	3 Кумдала	8 Табакбулак	9 Табакбулак		
					Альтитуда (ротора), м	146	126,1	132,18	131,1	146,9	142,8		
					Забой, м	2311	2300	2312	2497	2601	2712		
N+O+P					карот. отм.	н/к	170	н/к	174				
					абс.отм.		-66,8		-42,9	н/к	н/к		
					толщина		66,8		42,9				
	Верхний мел k <sub>2</sub>	турон-сенонский t - sn			карот. отм.	800	548	н/к	570				
					абс.отм.	-654	-444,8		-438,9	н/к	н/к		
					толщина		378		396				
	Нижний - верхний мел K <sub>1-2</sub>	верхний альб - сеноманский al <sub>3</sub> - s	кызылкинская K <sub>1</sub> kz			карот. отм.	891	846	913	1022	950	957	
						абс.отм.	-745	-742,8	-780,7	-890,9	-803,1	-814,2	
						толщина	91	298		452			
	Нижний мел k <sub>1</sub>	апт - нижний средний альб a-al <sub>1-2</sub>	карачетауская K <sub>1</sub> kr			карот. отм.	1157	1130	1210	1210	1137	1170	
						абс.отм.	-1011	-1026,8	-1077,7	-1078,9	-990,1	-1027,2	
						толщина	266		297	188	187	213	
			верхний пс <sub>2</sub>	Даульская K <sub>1</sub> d <sub>1</sub>			карот. отм.	1435	1397	1413	1390	1476	1324
							абс.отм.	-1289	-1293,8	-1280,7	-1258,9	-1329,1	-1181,2
							толщина	278	267	203	180	339	154
			нижний неоком пс <sub>1</sub>				карот. отм.	1592	1535	1560	1550	1644	1680
							абс.отм.	-1446	-1431,8	-1427,7	-1458,0	-1497,1	-1537,2
							толщина	157	138	147	240	168	356
					арыскумский горизонт пс <sub>1</sub> ar	карот. отм.	1676	1611	1634	1623	1733	1761	
					абс.отм.	-1530	-1507,8	-1501,7	-1531,0,0	-1586,1	-1618,2		
					толщина	84	76	74	73	89	81		
ЮРСКАЯ	Верхняя юра		акшабулакская J <sub>3</sub> ak		карот. отм.	1883	1725	1854	1716	1896	1916		
					абс.отм.	-1737	-1621,8	-1721,7	-1624,0	-1749,1	-1773,2		
					толщина	207	114	220	93	163	155		
			кумкольская J <sub>3</sub> km		карот. отм.	1988	2006	2012	1948	2068	2156		
					абс.отм.	-1842	-1902,8	-1879,7	-1808,0	-1921,1	-2013,2		
					толщина	105	281	158	232	172	240		
	Средняя юра		карагансайская J <sub>2</sub> kr			карот. отм.	2165	2195	2170	2148	2254	2472	
						абс.отм.	-2019	-2091,8	-2037,7	-2008,0	-2107,1	-2329,2	
						толщина	177	189	158	200	186	316	
Нижняя-средняя юра		Дошанская J <sub>1-2</sub> ds			карот. отм.	2311	2300	2312	2497	2601	2712		
					абс.отм.	-2165	-2196,8	-2179,7	-2357,0	-2454,1	-2569,2		
					толщина	146 (вск.)	105	142 (вск.)	349	347 (вск.)	240		
протерозой	PR				карот. отм.								
					абс.отм.				-				
					толщина								

### 2.1.2 Тектоника

Месторождение Кумдала находится в юго-восточной части Акшабулакской грабен-синклинали Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы палеозоя и протерозоя, которые на месторождении не вскрыты. В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и собственно платформенный.

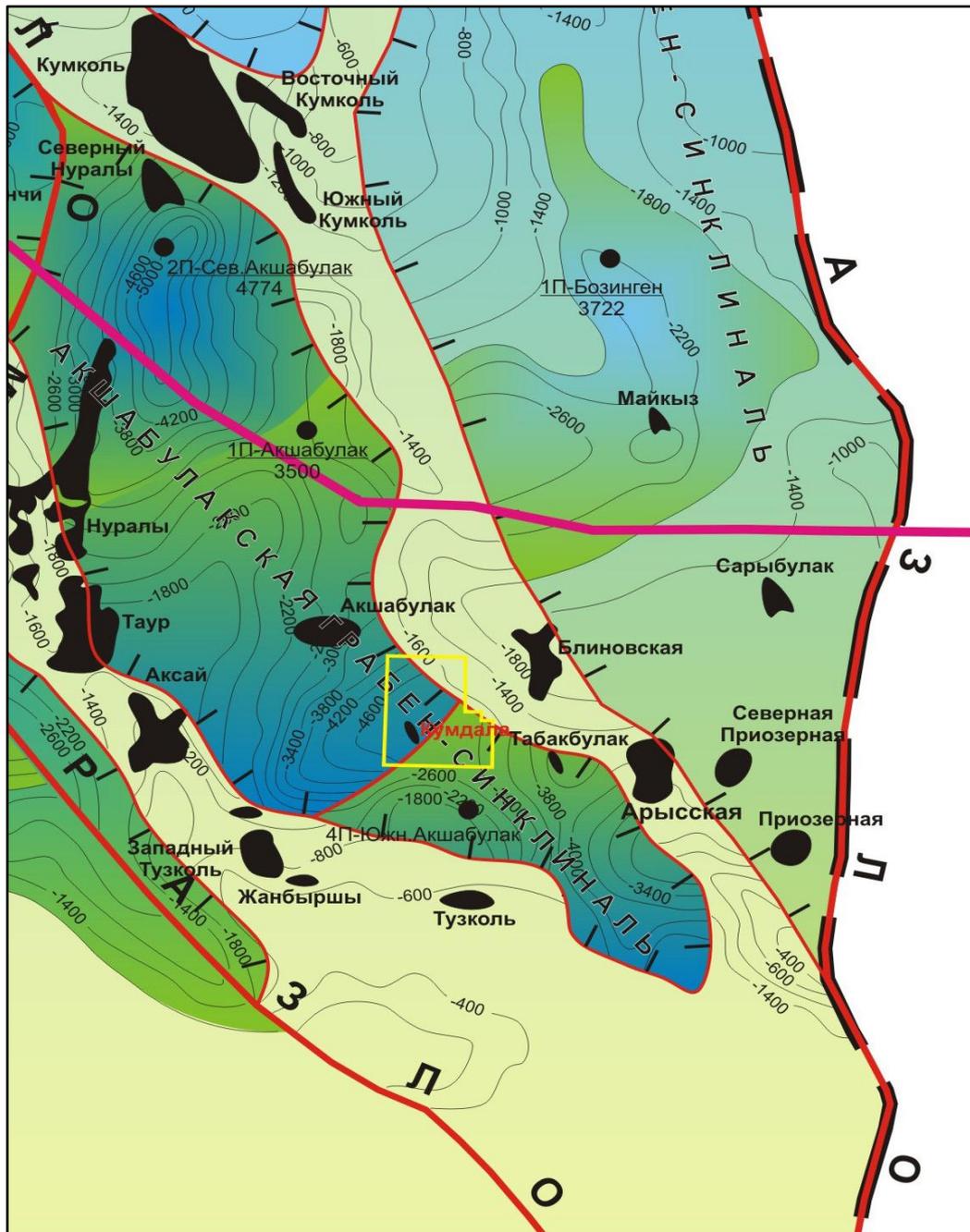


Рисунок 2.1.2.1 – Тектоническая схема

На структурной карте по отражающему горизонту ОГ-IV' (рис. 2.1.2.2 ) выделяется вытянутое поднятие с запада на восток наивысшей отметкой -2017,3 м в районе скважины КД-3. В свою очередь поднятие делится на три отдельных сводов имеющую антиклинальную и полуантиклинальную форму.

В западной части поднятия намечается первый полусвод в районе скважины ТБ-2 размерами 1,3х3,0 км, которая ограничена с востока изогипсой -2060 м и экранирована с запада разломом f1.

Второй свод расположен в центре площади в районе скважин КД-2 и КД-3 и имеет размеры 1,5х1,0 км, оконтуривается изогипсой -2060 м и с востока экранирована разломом f2.

Третий брахиантиклинальное поднятие расположена в районе скважины КД-1 оконтуренная изогипсой -2060 и имеет размеры 0,75х0,5 км.

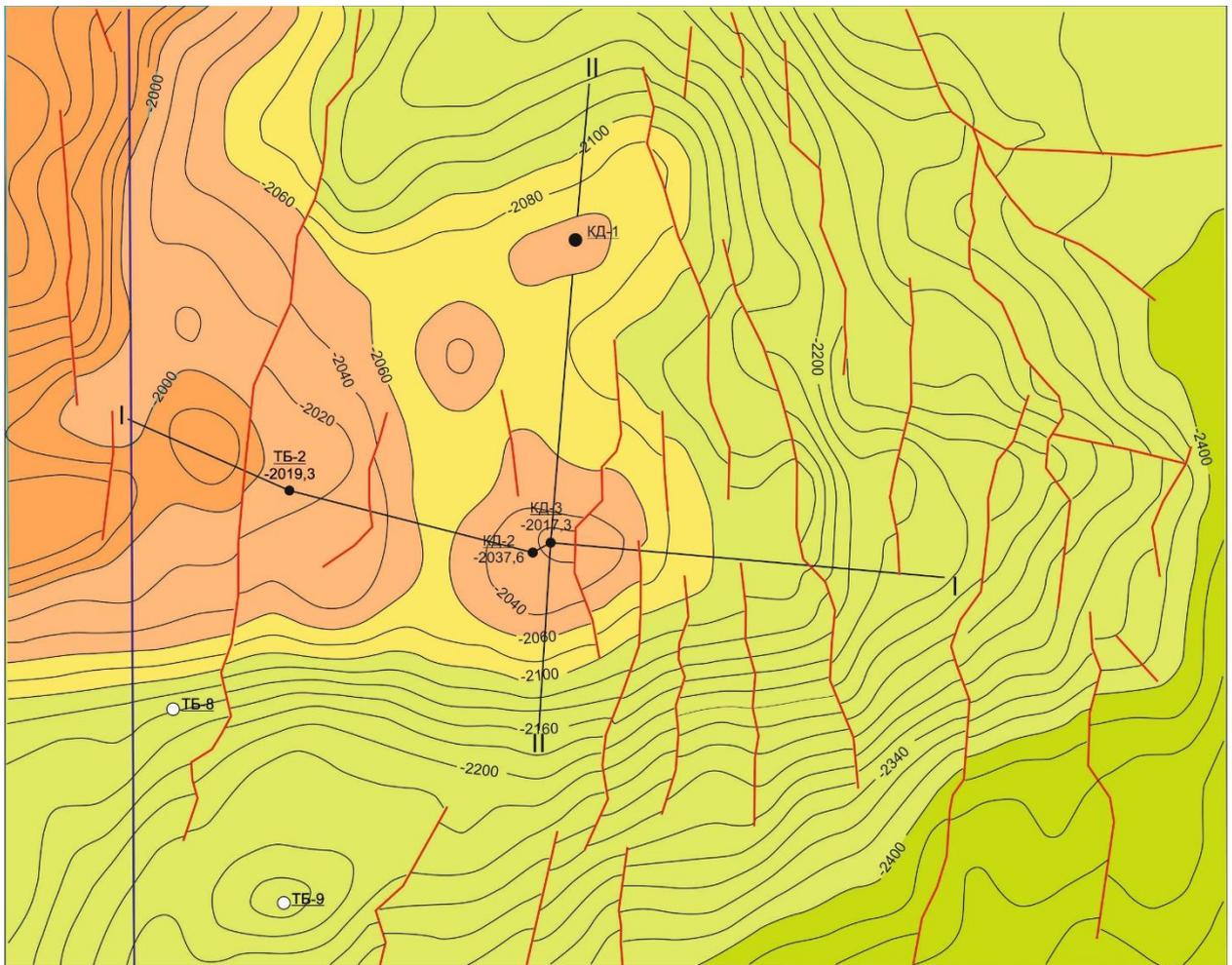


Рис. 2.1.2.2 - Структурная карта по ОГ-IV' (кровля отложений дощанской свиты)

Отражающий горизонт IV (кровля карагансайской свиты средней юры J<sub>2</sub>kr) (рис. 2.1.2.3). По поверхности ОГ IV намечается вытянутое поднятие в центральной части

площади с востока на запад. В самом своде поднятия намечается небольшой антиклиналь западнее скважины ТБ-2 ограниченная изогипсой -1860 м. Северная часть вытянутого поднятия постепенно моноклинально погружается до отметки -2020 м, южная часть поднятия моноклинально погружается до отметки -2180 м, западная часть также постепенно погружается до отметок -2160 м, западное погружения осложнена тектоническими нарушениями субмеридиального направления.

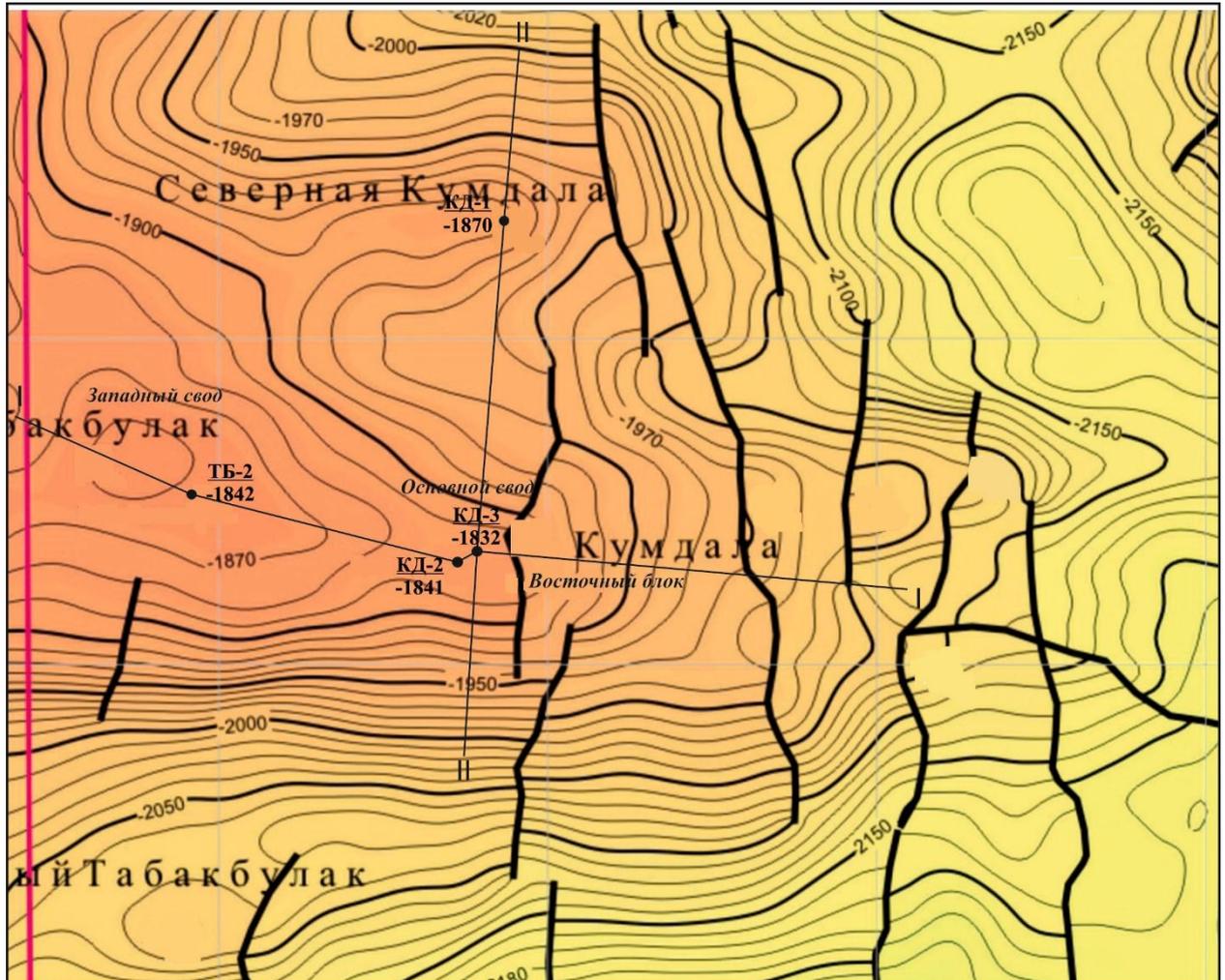


Рис. 2.1.2.3 - Структурная карта по ОГ-IV (кровля карагансайской свиты средней юры  $J_2kr$ )

Отражающий горизонт ОГ-IIIк (кровля кумкольской свиты верхней юры  $J_3km$ ) (рис. 2.1.2.4). По поверхности ОГ IIIк выделяется вытянутое двухсводовое брахиантиклинальное поднятие в центральной части площади оконтуренная изогипсой -1740 м, с востока ограничен тектоническим нарушением.

Первый свод расположен западнее от скважины ТБ-2 и ограничен изогипсой -1730 м.

Второй свод расположен в районе скважин КБ-2 и КД-3 и ограничен изогипсой -1730

М.



Рис. 2.1.2.4 - Структурная карта по ОГ-Шк (кровля кумкольской свиты верхней юры J<sub>3</sub>km)

### **2.1.3 Нефтегазоносность**

В результате обработки представленных недропользователем материалов геологических (стратиграфии, литологии), геофизических, опробовательских работ на месторождении Кумдала установлено многопластовое строение залежей нефти и свободного газа.

Залежи УВС выявлены в отложениях кумкольской свиты верхней юры (Ю-III) и дощанской свиты нижней-средней юры (Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-6).

Ниже приводится характеристика выявленных на месторождении Кумдала залежей нефти отдельно по продуктивным горизонтам.

**Горизонт Ю-III. Западный свод.** Стратиграфически приурочен к кумкольской свите верхней юры. Выделена одна газовая залежь в районе скважины ТБ-2 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием.

В результате испытания в интервале 1974-1981 м (-1828-18378 м) был получен приток газа.

ГВК установлен на отметке -1840,5 м по подошве газонасыщенного пласта.

Размеры залежи 2200x1875 м, высота залежи 11 м. Площадь нефтеносности равна 3218 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластово-массивная.

**Горизонт Ю-IV-2-1.** Стратиграфически приурочен к дощанской свите нижнесредней юры. Выделены две нефтяные залежи.

#### **Западный свод.**

Залежь в районе скважины ТБ-2 выделена по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине Табакбулак-2 тремя объектами.

При испытании в интервале 2183-2190 м (2037,0-2044,0 м), 2196-2198 м (-2050,0-2052,0 м). Произведена замена рассола на воду, промывка скважины водой. За 19 часов вытеснено из скважины 10м<sup>3</sup> жидкости через 13 часов стояние на притоке наблюдается выделение горючего газа, длина факела 0,5-0,7м. Скважина закрыта на накопление давления на 24 часа стояния на накопление  $P_{тр} = 1,1$  МПа,  $P_{зтр} = 0,4$  МПа.

Повторное исследования I объекта в интервалах 2204-2206 м (-2058-2060 м), 2202-2203 м (-2056-2057 м), 2200-2201 м (-2054-2055 м), 2186-2191 м (-2040-2045 м), 2165-2169 м (-2019-2024). Освоение скважины сменой рассола на нефть в объеме 25 м<sup>3</sup>, на устье слабый приток  $P_{тр} = 0,0$  МПа,  $P_{зтр} = 1,5$  МПа при свабировании и компрессировании всего извлечено 98,58 м<sup>3</sup> жидкости (нефть, вода и буровой раствор), после проведения

гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) получен приток нефти дебитом  $3\div 5 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Пластовое давление составляет 20,23 МПа.

При опробовании в интервале 2165-2170 м (-2019,0-2024,0 м). Произведена замена рассола на воду, промывка скважины водой. Снижение уровня жидкости в скважине компрессором, вытеснено из скважины  $13 \text{ м}^3$  жидкости. Уровень жидкости отбит на глубине 1295м. На устье получен приток газа длина факела 1.5м. скважину закрыли на накопления давления, за 48 часов  $P_{\text{тр}} - 1.12 \text{ МПа}$ ,  $P_{\text{зтр.}} - 1.12 \text{ Мпа}$ , стравливание давления, произведена задавка скважины через затрубное пространство, забойная пачка - тех. вода.

ВНК установлен условно на отметке -2048,2 м по подошве нефтеносного пласта.

Размеры залежи 1250x2400м, высота залежи порядка 30 м. Площадь нефтеносности равна 2791 тыс.  $\text{м}^2$ . Залежь пластовая, полусводовая с запада ограничена тектоническим нарушением.

#### **Основной свод.**

Залежь в районе скважин КД-2 и КД-3 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах КД-2 двумя объектами.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено  $5 \text{ м}^3$  жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 =2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 -2268,4м.

Задавка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 -2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти  $1,3 - 1,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ , газа – 10 – 12 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

В интервалах 2169-2177; 2183-2206 м относящихся к продуктивному горизонту Ю-IV-2-1 количество перфорированных пластов – 4,  $H_{\text{эф}} - 3,8 \text{ м}$ , расчетный объем добытой нефти  $4,4 \text{ м}^3$ .

ВНК установлен условно на отметке -2053,3 м по подошве нефтеносного пласта скважина КД-2.

Размеры залежи 800x1300 м, высота залежи порядка 35 м. Площадь нефтеносности равна 1005 тыс. м<sup>2</sup>.

Залежь пластовая, сводовая с востока ограничена тектоническим нарушением.

**Горизонт Ю-IV-2-2.** Выделены три нефтяные залежи.

**Западный свод.**

Залежь в районе скважины ТБ-2. Залежь выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине Табакбулак-2.

В результате опробования в интервалах 2204-2206 м (-2058-2060 м), 2202-2203 м (-2056-2057 м), 2200-2201 м (-2054-2055 м), 2186-2191 м (-2040-2045 м), 2165-2169 м (-2019-2024). . Освоение скважины сменой рассола на нефть в объеме 25 м<sup>3</sup>, на устье слабый приток Ртр – 0,0 МПа, Рзтр – 1,5 МПа при свабировании и компрессировании всего извлечено 98,58 м<sup>3</sup> жидкости (нефть, вода и буровой раствор), после проведения гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) получен приток нефти дебитом 3÷5 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление составляет 20,23 МПа.

ВНК установлен условно на отметке -2086,4 м по подошве нефтеносного пласта.

Размеры залежи 1250x1250 м, высота залежи порядка 31 м. Площадь нефтеносности равна 2588 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая с запада ограничена тектоническим нарушением.

**Основной свод.**

Залежь в районе скважин КД-2 и КД-3 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах КД-2 двумя объектами.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабиование – извлечено 5м<sup>3</sup> жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 =2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 -2268,4м.

Задавка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 - 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 - 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5 м<sup>3</sup>/сут, газа – 10 – 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В интервалах 2183-2206; 2209-2219 м относящихся к продуктивному горизонту Ю-IV-2-2 количество перфорированных пластов – 7, Н<sub>эф</sub> – 5,7 м, расчетный объем добытой нефти 6,5 м<sup>3</sup>.

ВНК установлен условно на отметке -2089,1 м по подошве нефтеносного пласта скважины КД-3.

Размеры залежи 800x1300 м, высота залежи порядка 30 м. Площадь нефтеносности равна 989 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая, с востока ограничена тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным обработки ГИС.

ВНК установлен условно по замкнутой изогипсе на отметке -2100,0 м.

Размеры залежи 750x500м, высота залежи порядка 15 м. Площадь нефтеносности равна 381 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая.

**Горизонт Ю-IV-2-3.** Выделены три нефтяные залежи.

**Западный свод.**

Залежь в районе скважины ТБ-2. Залежь выделена по результатам интерпретации ГИС.

ВНК установлен условно на отметке -2116,7 м по подошве нефтеносного пласта.

Размеры залежи 1000x1750 м, высота залежи порядка 20 м. Площадь нефтеносности равна 1413 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая с запада ограничена тектоническим нарушением.

**Основной свод.**

Залежь в районе скважин КД-2 и КД-3 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине КД-2.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено 5м<sup>3</sup> жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 =2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье

притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 -2268,4м.

Задавка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 -2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5 м<sup>3</sup>/сут, газа – 10 – 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В интервалах 2248-2273 м относящихся к продуктивному горизонту Ю-IV-2-3 количество перфорированных пластов – 2, Н<sub>эф</sub> – 1,7 м, расчетный объем добытой нефти 1,9 м<sup>3</sup>. В связи с незначительным объемом добытой нефти в скважине КД-2, запасы данной залежи оценены по категории С<sub>2</sub>.

ВНК установлен условно на отметке -2120,2 м по подошве нефтеносного пласта скважины КД-3.

Размеры залежи 750x950м, высота 25 м. Площадь нефтеносности равна 655 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая с востока тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным обработки ГИС.

ВНК установлен условно на отметке -2120,0 м по подошве нефтеносного пласта скважины КД-1.

Размеры залежи 500x250м, высота залежи порядка 10 м. Площадь нефтеносности равна 143 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая.

**Горизонт Ю-IV-2-4.** Выделены три нефтяные залежи.

**Западный свод.**

Залежь в районе скважины ТБ-2 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием.

ВНК установлен условно на отметке -2140,6 м по подошве нефтеносного пласта.

Размеры залежи 950x1250 м, высота залежи 20 м. Площадь нефтеносности равна 889тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая с запада ограничена тектоническим нарушением.

**Основной свод.**

Залежь в районе скважин КД-2 и КД-3 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах КД-2.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено  $5\text{ м}^3$  жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 =2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 -2268,4м.

Задавка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 -2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5  $\text{ м}^3/\text{сут}$ , газа – 10 – 12 тыс.  $\text{ м}^3/\text{сут}$ .

В интервалах 2248-2273; 2282-2286 м относящихся к продуктивному горизонту Ю-IV-2-4 количество перфорированных пластов – 7,  $H_{\text{эф}}$  – 7,1 м, расчетный объем добытой нефти 8,1  $\text{ м}^3$ .

ВНК установлен условно на отметке -2155,9 м по подошве нефтеносного пласта скважины КД-2.

Размеры залежи 750x700м, высота более 23 м. Площадь нефтеносности равна 475 тыс.  $\text{ м}^2$ . Залежь пластовая, сводовая с востока тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважины **КД-1** выделена по данным обработки ГИС.

ВНК установлен условно по замыкающей изогипсе на отметке -2160,0 м.

Размеры залежи 500x250м, высота залежи порядка 24 м. Площадь нефтеносности равна 143 тыс.  $\text{ м}^2$ . Залежь пластовая, сводовая.

**Горизонт Ю-IV-2-6.** Выделены две нефтяные залежи.

**Основной свод.**

Залежь в районе скважины КД-3 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине КД-3.

В скважине КД-3 при испытании второго объекта в интервалах 2333,5-2338,0 м (-2203,5-2208,0 м), 2347,0-2360,3 м (-2217,0-2230,3 м), при очистке скважины отобрано 120  $\text{ м}^3$  нефти, средний дебит нефти составляет 7  $\text{ м}^3/\text{сут}$  на 3 мм штуцере.

ВНК установлен условно на отметке -2232,7 м по подошве нефтеносного пласта в скважине КД-3.

Размеры залежи 900x1100 м, высота порядка 25 м. Площадь нефтеносности равна 1005 тыс. м<sup>2</sup>.

Залежь пластовая, сводовая с востока тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине КД-1.

В скважине Кумдала-1 в результате испытания интервалов 2328,2-2332,9 м (-2202,1-2206,8 м), 2335,4-2337,8 м (-2209,3-2211,7 м), 2352,9-2355,2 м (-2226,8-2229,1 м), 2356,5-2359,1 м (-2230,4-2233,0 м), 2377,8-2378,6 м (-2251,7-2252,5 м), 2380,3-2381,6 м (-2254,2-2255,5 м), 2385,2-2386,4 м (-2259,1-2260,3 м), 2387,6-2389,0 м (-2261,5-2262,9 м), получен приток нефти объемом 121,82 м<sup>3</sup>.

ВНК установлен условно на отметке -2229,1 м по подошве нефтеносного пласта в скважине КД-1.

Размеры залежи 650x400 м, высота порядка 27 м. Площадь нефтеносности равна 240 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая.

## 2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности.

На месторождение Кумдала пробурены шесть скважин (КД-1, КД-2, КД-3, ТБ-2, ТБ-8, ТБ-9), керн отобран только в одной скважине (КД-3).

Суммарная проходка по всему вскрытому разрезу с отбором керна составила 47,2 м, вынос керна равен на 47,2 м или в процентном выражении равен на 100,0% от проходки.

После предыдущего отчета [17] керн отобран в одной скважине (КД-3). Всего по месторождению отобрано и проанализировано 56 образцов керна.

В таблице 2.2.1 представлено сведение о проходке с отбором и выносом керна.

**Таблица 2.2.1 – Освещенность залежей отбором керна**

№ скв.	Отложение	Горизонт	Интервал отбора, м		Проходка, м	Вынос керна		Количество образцов
			кровля	подошва		м	%	
КД-3	J <sub>2-1</sub> ds	Ю-IV-2-1	2153.0	2162.0	9.0	9.0	100.0	11/8
	J <sub>2-1</sub> ds	Ю-IV-2-4	2251.0	2260.0	9.0	9.0	100.0	6/1
	J <sub>2-1</sub> ds	Ю-IV-2-6	2343.0	2363.0	20.0	20.0	100.0	20/11
	J <sub>2-1</sub> ds	вне гор.	2444.5	2453.7	9.2	9.2	100.0	19/17
<b>Всего по месторождению:</b>					<b>47.2</b>	<b>47.2</b>	<b>100</b>	<b>56/37</b>

В скважине КД-3 проведен геолого-технологические исследования, состоящие по геологической части из отбора шлама каждые 10 м из интервала общего исследования и каждые 1-2 м из продуктивного интервала. На пробах шлама проводились макроописание, которые использовались для уточнения литологии разреза. В интервалах показания компонентов углеводородов на отобранном шламе проведены люминесцентно-битуминологический анализ для прогноза продуктивного пласта.

**Горизонт Ю-III. Западный свод.**

Эффективная газонасыщенная толщина 3,7. Коэффициент пористости 0,25 д.ед., газонасыщенности 0,69 д.ед. Количество выделенных пластов - 19. Коэффициент песчаности 0,570 д.ед.

**Горизонт Ю-IV-2-1.**

**Западный свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 4,0. Коэффициент пористости 0,18 д.ед., нефтенасыщенная 0,62 д.ед. Количество выделенных пластов- 13. Коэффициент песчаности 0,267 д.ед.

**Основной свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 3,8. Коэффициент пористости 0,16 д.ед., нефтенасыщенная 0,53 д.ед. Количество выделенных пластов - 5-15. Коэффициент песчаности 0,252 д.ед.

**Горизонт Ю-IV-2-2.**

**Западный свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 4,2. Коэффициент пористости 0,16 д.ед., нефтенасыщенная 0,60 д.ед. Количество выделенных пластов- 21. Коэффициент песчаности 0,276 д.ед.

**Основной свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 5,2. Коэффициент пористости 0,15 д.ед., нефтенасыщенная 0,53 д.ед. Количество выделенных пластов- 9-15. Коэффициент песчаности 0,272 д.ед.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным обработки ГИС.

Эффективная нефтенасыщенная толщина 1,0. Коэффициент пористости 0,14 д.ед., нефтенасыщенная 0,47 д.ед. Количество выделенных пластов- 3. Коэффициент песчаности 0,167 д.ед.

**Горизонт Ю-IV-2-3.**

**Западный свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 3,5. Коэффициент пористости 0,16 д.ед., нефтенасыщенная 0,56 д.ед. Количество выделенных пластов- 11. Коэффициент песчаности 0,322 д.ед.

**Основной свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 4,9. Коэффициент пористости 0,17 д.ед., нефтенасыщенная 0,52 д.ед. Количество выделенных пластов- 11-15. Коэффициент песчаности 0,246 д.ед.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным обработки ГИС.

Эффективная нефтенасыщенная толщина 2,3. Коэффициент пористости 0,14 д.ед., нефтенасыщенная 0,50 д.ед. Количество выделенных пластов- 4. Коэффициент песчаности 0,107 д.ед.

#### **Горизонт Ю-IV-2-4.**

**Западный свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 1,4. Коэффициент пористости 0,14 д.ед., нефтенасыщенная 0,50 д.ед. Количество выделенных пластов- 5. Коэффициент песчаности 0,173 д.ед.

**Основной свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 5,1. Коэффициент пористости 0,19 д.ед., нефтенасыщенная 0,56 д.ед. Количество выделенных пластов- 5-15. Коэффициент песчаности 0,193 д.ед.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным обработки ГИС.

Эффективная нефтенасыщенная толщина 3,3. Коэффициент пористости 0,15 д.ед., нефтенасыщенная 0,47 д.ед. Количество выделенных пластов- 3. Коэффициент песчаности 0,127 д.ед.

#### **Горизонт Ю-IV-2-6.**

**Основной свод.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 5,1. Коэффициент пористости 0,17 д.ед., нефтенасыщенная 0,58 д.ед. Количество выделенных пластов- 9. Коэффициент песчаности 0,296 д.ед.

**Залежь в районе скважины КД-1.** Эффективная нефтенасыщенная толщина 1,4. Коэффициент пористости 0,16 д.ед., нефтенасыщенная 0,56 д.ед. Количество выделенных пластов- 7. Коэффициент песчаности 0,281 д.ед.

**Таблица 2.2.2 - Коэффициент расчлененности и песчаности продуктивных горизонтов**

№ скважины	Толщина в м				Количество пропластов	Расчлененность	Песчаность
	Общая толщина горизонта	Эффективная	Газо-, нефтенасыщенная	Водонасыщенная			
1	2	3	4	5	6	7	8
Горизонт Ю-3							
ТБ-2	20	11	9,4		19	10	0,570
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	20	11	9		19	10	1
Продолжение таблицы 2.2.2							
1	2	3	4	5	6	7	8
Горизонт Ю-4-2-1							
ТБ-2	30	8	8	0	13	7	0,267
Счет	1	1	1		1	1	1

№ скважины	Толщина в м				Количество пропластков	Расчлененность	Песчанистость
	Общая толщина горизонта	Эффективная	Газо-, нефтенасыщенная	Водонасыщенная			
1	2	3	4	5	6	7	8
Среднее значение	30	8	8	0	13	7	0
КД-2	20	2,9	2,9		5	3	0,145
КД-3	34	12,2	12,2		15	8	0,359
Счет	2	2	2		2	2	2
Среднее значение	27,0	7,5	7,5		10,0	5,5	0,252
Горизонт Ю-4-2-2							
ТБ-2	33	9,1	9,1		21	11	0,276
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	33,0	9,1	9,1		21	11	0,276
КД-1	9	1,5	1,5		3	2	0,167
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	9,0	1,5	1,5		3	2	0,167
КД-2	25	4,8	4,8		9	5	0,192
КД-3	29	10,2	10,2		15	8	0,352
Счет	2	2	2		2	2	2
Среднее значение	27,0	7,5	7,5		12,0	6,5	0,272
Горизонт Ю-4-2-3							
ТБ-2	18	5,8	5,8		11	6	0,322
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	18,0	5,8	5,8		11	6	0,322
КД-1	14	1,5	1,5		4	2	0,107
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	14,0	1,5	1,5		4	2	0,107
КД-2	30	7	7		15	8	0,233
КД-3	27	7	7		11	6	0,259
Счет	2	2	2		2	2	2
Среднее значение	28,5	7,0	7,0		13,0	7,0	0,246
Горизонт Ю-4-2-4							
ТБ-2	11	1,9	1,9		5	3	0,173
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	11,0	1,9	1,9		5	3	0,173
КД-1	26	3,3	3,3		3	2	0,127

№ скважины	Толщина в м				Количество пропластков	Расчетность	Песчаность
	Общая толщина горизонта	Эффективная	Газо-, нефтенасыщенная	Водонасыщенная			
1	2	3	4	5	6	7	8
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	26,0	3,3	3,3		3	2	0,127
КД-2	35	8,4	8,4		15	8	0,240
КД-3	30	4,4	4,4		5	3	0,147
Счет	2	2	2		2	2	2
Среднее значение	32,5	6,4	6,4		10,0	5,5	0,193
Горизонт Ю-4-2-6							
КД-1	31	8,7	8,7		7	4	0,281
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	31,0	8,7	8,7		7	4	0,281
КД-3	27	8	8		9	5	0,296
Счет	1	1	1		1	1	1
Среднее значение	27,0	8,0	8,0		9	5	0,296

Таблица 2.2.3 - Характеристика толщин пластов по горизонтам (залежам)

Горизонт	Залежь в районе скважин	Толщина											
		Общая			Газо-, нефтенасыщенная			Водонасыщенная			Эффективная		
		Средняя, в м	Коэффициент вариации д.ед.	Интервал изменения, от и до	Средняя, в м	Коэффициент вариации д.ед.	Интервал изменения, от и до	Средняя, в м	Коэффициент вариации д.ед.	Интервал изменения, от и до	Средняя, в м	Коэффициент вариации д.ед.	Интервал изменения, от и до
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ю -3	ТБ-2	20,0	0,000		9,4	0,000					11,4	0,000	
				-			-						-
				20			9,4						11
Ю -IV-2-1	ТБ-2	30,0	0,000		8,0						8,0		
				-			-						-
				30			8,0						8
	КД-2, 3	27,0	1,347	20	7,5	1,692	2,9				7,5	1,692	2,9
				34			12,2						12,2
Ю -IV-2-2	ТБ-2	33,0	0,000		9,1	0,000					9,1	0,000	
				33			9,1						9,1
				25			4,8						4,8
	КД-2, 3	27,0	0,385		7,5	0,986					7,5	0,986	
				29			10,2						10,2

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	КД-1	9,0	0,000		1,5	0,000					1,5	0,000	
				9			1,5						1,5
Ю -IV-2-3	ТБ-2	18,0	0,000		5,8	0,000					5,8	0,000	
				18			5,8						5,8
	КД-2, 3	28,5	0,281		7,0	0,000					7,0	0,000	
				27			7,0						
	КД-1	14,0	0,000		1,5	0,000					1,5	0,000	
				30			7,0						7
КД-1	14,0	0,000		1,5	0,000					1,5	0,000		
			14			1,5						1,5	
Ю -IV-2-4	ТБ-2	11,0	0,000		1,9	0,000					1,9	0,000	
				11			1,9						1,9
	КД-2, 3	32,5	0,439		6,4	0,791					6,4	0,791	
				30			4,4						4,4
	КД-1	26,0	0,000		3,3	0,000					3,3	0,000	
				35			8,4						8,4
КД-1	26,0	0,000		3,3	0,000					3,3	0,000		
			26			3,3						3,3	

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ю -IV -2 -4	К Д -3	27,0	0,000		8,0	0,000					8,0	0,000	
				27			8,0			8			
	К Д -1	31,0	0,000		8,7	0,000					8,7	0,000	
				31			8,7			8,7			

## 2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

### 2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Исследования проб пластовой нефти выполнены в лаборатории исследования физико-химических свойств пластовых нефтей ТОО "Мунайгазгеолсервис".

При пластовом давлении и температуре проведен полный комплекс PVT исследований, включающий в себя:

- опыт объемного расширения пластового флюида;
- опыт однократного разгазирования;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- опыт дифференциального разгазирования.

В результате определены основные параметры пластовой нефти: давление насыщения; коэффициент сжимаемости; газосодержание; объемный коэффициент; плотность пластовой и сепарированной нефти; вязкость пластовой нефти; компонентный состав растворенного газа и дегазированной нефти с расчетом состава пластовой смеси методом материального баланса.

#### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2.**

Свойства нефти изучены по трём пробам в скважине Табакбулак-2 из горизонта Ю-IV-2-1 и трём пробам из совместно опробованных пластов горизонтов Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2 в скважине Кумдала-2.

Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по трем пробам из скважины Табакбулак-2. Плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,607 г/см<sup>3</sup> при пластовой температуре 17,10С. Давление насыщения в среднем равна 16,4 МПа. Газосодержание в среднем составляет 226,00 м<sup>3</sup>/т. Пластовая вязкость в среднем составляет 0,2 мПа·с. Объемный коэффициент в среднем составляет 1,173, соответственно пересчетный коэффициент равен – 0,853 д.ед.

#### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2.**

Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по трем пробам из скважины Кумдала-2. Плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,633 г/см<sup>3</sup> при пластовой температуре 20,910С. Давление насыщения в среднем равна 18,55 МПа. Пластовая вязкость в среднем составляет 0,303 мПа·с. Объемный коэффициент в среднем составляет 1,464, соответственно пересчетный коэффициент равен – 0,853 д.ед. Газосодержание в среднем составляет 198 м<sup>3</sup>/т.

#### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-3.**

Физические свойства пластовой нефти изучены по трем пробам из скважины Кумдала-3. Давление насыщения составляет 19,06 МПа. Газосодержание в среднем составляет 198,00 м<sup>3</sup>/т. Среднее значение плотности пластовой нефти 0,491 г/см<sup>3</sup> при пластовой температуре 24,70С. Объемный коэффициент 1,072, соответственно пересчетный коэффициент равен – 0,933 д.ед. Динамическая вязкость нефти в среднем составляет 0,197 мПа·с.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях приведены в таблице 2.3.1.1

Таблица 2.3.1.1 – Месторождение Кумдала. Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

№ скважины	Горизонт	Интервал перфорации, м	Количество проб	Дата отбора	Давление, МПа		Пластовая температура, °С	Газосодержание		Объемный коэффициент	Усадка, %	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость пластовой, мПа*с	Коэффициент растворимости газа, (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )/МПа	Организация, проводившая исследования
					пластовое	насыщенный		м <sup>3</sup> /т	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>			пластовой	сепарированной			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Табакбулак-2	Ю-IV-2-1 Ю-IV-2-2	2204-2206; 2202-2203; 2200-2201; 2186-2191; 2165-2169	3	05.10- 06.10.11г	17,1	16,2	72,2	228	191	1,122	10,0	0,6095	0,745	0,224	37,06	ТОО «МГГС»
						16,6		223	189	1,275	20,44	0,6082		0,223	38,72	
						16,3		226	190	1,122	10,0	0,6091		0,226	37,44	
Среднее значение по скважине					17,1	16,4	72,2	226	190	1,173	13,48	0,6089	0,745	0,226	37,74	
Кумдала-2	Ю-IV-2-1 Ю-IV-2-2	2169-2177 2183-2206	3	05.12.10г	20,91	18,65	83,72	208	187	1,464	31,69	0,636	0,803	0,415	10,03	ТОО «МГГС»
						18,45		197	186	1,473	32,11	0,627		0,252	10,62	
						18,55		190	176	1,455	31,27	0,637		0,242	9,48	
Среднее значение по скважине					20,91	18,55	83,72	198	183	1,464	31,69	0,633	0,803	0,303	10,04	
Кумдала-3	Ю-IV-2-6	2333,5-2338,0 2347-2360,3	3	07.07.22г	24,7	19,06	67,01	242	194	1,069	62,84	0,6125	0,801	0,183	27,54	ТОО «МГГС»
						19,06		247	198	1,072	62,92	0,6205		0,196	25,96	
						19,06		245	196	1,075	62,88	0,6132		0,211	27,02	
Среднее значение по скважине					24,7	19,06	67,01	245	196	1,072	62,88	0,6154	0,801	0,197	26,84	

### **2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях**

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти изучены по пяти пробам в скважинах Табакбулак-2, Кумдала-1, Кумдала-2 (2 пр.), Кумдала-2. Изучение физико-химических свойств и состава нефти в поверхностных условиях проводились в лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис».

#### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2.**

Нефть изучена по одной пробе в скважине Табакбулак-2 из горизонта Ю-IV-2-1 и одной пробе из совместно опробованных пластов горизонтов Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2 в скважине Кумдала-2.

#### **Горизонт Ю-IV-2-1.**

В скважине Табакбулак-2 нефть отобрана из интервала 2186-2190 м. Нефть особо легкая, с плотностью при температуре 200С 0,745 г/см<sup>3</sup> и кинематической вязкостью при температуре 200С – 1,089 мм<sup>2</sup>/с. Содержания компонентов (в % масс): парафина – 1,0, серы – 0,17, смол силикагелевых – 2,1, асфальтенов – 0,11, механические примеси отсутствуют. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 3000С составляет 88 % об, выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 2000С, составляет 68 % об.

Нефть горизонта относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу малопарафинистых.

#### **Горизонт Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2.**

В скважине Кумдала-2 нефть отобрана из интервала 2169-2177, 2183-2206 м. Нефть особо легкая, с плотностью при температуре 200С 0,803 г/см<sup>3</sup>. Содержания компонентов (в % масс): парафина – 13,7, серы – 0,26, смол силикагелевых – 8,9, асфальтенов – 0,17, механических примесей – 0,09. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 3000С составляет 47 % об, выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 2000С, составляет 21 % об.

Нефть горизонта относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

**Горизонт Ю-IV-2-2.** Нефть данного горизонта изучена одной пробой, отобранной из скважины Кумдала-2.

Нефть особо легкая, с плотностью при температуре 200С 0,709 г/см<sup>3</sup> и кинематической вязкостью при температуре 200С – 2,572 мм<sup>2</sup>/с. Содержания компонентов составляют (в % масс): парафина – 2,1, серы – 0,23, смол силикагелевых – 1,6, асфальтенов – 0,1, механических примесей – 0,076. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 3000С составляет 67 % об, выход бензиновых фракций, выкипающих до

температуры 2000С, составляет 42 %об. Нефть горизонта относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

#### **Горизонт Ю-IV-2-6**

Свойства нефти данного горизонта исследованы по двум пробам, отобранным из скважин (скважины Кумдала-1 и Кумдала-3).

Нефть легкая, с плотностью при температуре 200С 0,810 г/см<sup>3</sup> и кинематической вязкостью при температуре 200С – 5,635 мм<sup>2</sup>/с. Содержания компонентов в среднем (в % масс): парафина – 7,7, серы – 0,23, смол силикагелевых – 3,7, асфальтенов – 0,11. Механические примеси отсутствуют. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 3000С составляет 45 % об, выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 2000С, составляет 23 % об.

Нефть горизонта относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Все результаты исследований дегазированной нефти приведены в таблице 2.3.2.1

Таблица 2.3.2.1 – Месторождение Кумдала. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти

№ скв.	Интервал перфорации, м.	Горизонт	Дата отбора	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при температуре, °C				Содержание, % массовые							Температура, °C				Выход фракций, % об, до температуры, °C					Исполнитель, организация
					20	30	40	50	воды	мех. примесей	парафина	асфальте-нов	смолистых	категелев	общейсеры	кокса	застывания	вспышки	плавления парафина	на	начало кипения	100	150	200	
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Табакбулак-2	2186-2190	Ю-IV-2-1	05.04.2010г	0,745	1,089	0,973	0,858	0,802	отс.	отс.	1,0	0,11	2,1	0,17		-28	-25		40	18	47	68	81	88	ТОО «МГТС»
Кумдала-2	2282-2286	Ю-IV-2-4	01.11.2010г	0,790	2,572	2,182	1,761	1,613	отс.	0,076	2,1	0,1	1,6	0,23		-2	-24		50	8	27	42	53	67	ТОО «МГТС»
Кумдала-1	2328,2-2332,3; 2335,4-2337,8; 2352,9-2355,2; 2356,5-2359,1; 2377,8-2378,6; 2380,3-2381,6; 2385,2-2386,4; 2387,6-2389,0	Ю-IV-2-6	15.06.2021г	0,817	6,389	4,102	3,269	2,702	отс.	отс.	6,2	0,12	4,8	0,26		+10	+14		100	8	20	29	44		ТОО «МГТС»
Кумдала-3	2333,5-2338 2347-2360,3	Ю-IV-2-6	18.03.2022г	0,803	4,880	3,297	2,682	2,259	отс.	отс.	9,2	0,09	2,6	0,20		+15	-5		45	5	17	25	32	45	ТОО «МГТС»
Среднее значение				0,810	5,635	3,700	2,976	2,481			7,7	0,11	3,7	0,23		13	5		73	5	13	23	31	45	

### 2.3.3 Состав и свойства растворенного газа

В процессе исследований изучался компонентный состав газа в пластовой нефти при однократном разгазировании по шести проб из трех скважин (Табакбулак-2 (3 пр.), Кумдала-2 (1 пр.), Кумдала-3 (2 пр.)). Исследования проведены в лабораториях ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Основными компонентами изученных образцов газа являются метан, этан, пропан и бутан.

**Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2.** Изучена по трем пробе в скважине Табакбулак-2 из горизонта Ю-IV-2-1 и одной пробе из совместно опробованных пластов горизонтов Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2 в скважине Кумдала-2.

**Горизонт Ю-IV-2-1.** Скважина Табакбулак-2 изучена тремя пробами из них одна проба была отбракована из-за аномально низких значений.

Содержания компонентов в среднем (в % мольные): метана – 66,99, этана – 10,1, пропана – 4,50, бутанов – 3,7, пентанов – 1,27, кислорода – 4,4, гексана+высших гомологов – 0,16. Содержание углекислого газа – 1,79 % мольные, азота - 7,19 % мольные. Плотность газа в среднем составляет 0,973 г/л.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-этановым.

**Горизонт Ю-IV-2-2.** Растворенный газ представлен одной пробой из скважины Кумдала-2. Содержания компонентов следующие (в % мольные): метана – 57,05, этана – 10,025, пропана – 14,485, бутанов – 2,29, пентанов – 0,29, гексана+высших гомологов – 0,02, кислород – 5,1. Содержание азота – 9,54 % мольные, углекислого газа – 1,222 % мольные. Сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,048 г/л.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-пропановым.

**Горизонт Ю-IV-2-6** изучен двум пробам из скважины Кумдала-3.

Содержания компонентов в среднем (в % мольные): метана – 71,53, этана – 9,31, пропана – 10,31, бутанов – 3,49, пентанов – 0,75, кислорода – 1,08, гексана+высших гомологов – 0,30. Содержание углекислого газа – 0,22 % мольные, азота - 2,79 % мольные. Сероводород отсутствует. Плотность газа в среднем составляет 1,070 г/л.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ является метан-пропановым.

Компонентный состав растворенного газа по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.1.

Таблица 2.3.3.1 – Месторождение Кумдала. Компонентный состав растворенного газа, выделенного при стандартном разгазировании пластовой нефти

№№ скв	Горизонт	Кол-во проб	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Содержание компонентов, % мольные												Плотность газа, г/л	Удельный вес по отношению к воздуху	Компания, выполнявшая анализы
					метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	Гексан + выше	углекислый газ	азот	сероводород	кислород			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	21
Табакбулак-2	Ю-IV-2-1	1	14-16.04.2010г	2165-2170; 2186-2190	43,98	10,01	27,06	1,45	1,93	0,83	0,61		3,58	7,35		3,2	1,252	1,04019	ТОО «МГГС»
Табакбулак-2	Ю-IV-2-1 Ю-IV-2-2	1	26.08.2011 г	2165-2169; 2186-2191; 2200-2201; 2202-2203; 2204-2206	66,86	9,92	4,82	1,16	2,87	0,69	0,54	0,17	1,62	7,09	Отс.	4,3	0,978	0,81133	
Табакбулак-2	Ю-IV-2-1 Ю-IV-2-2	1	6.10.2011 г.	2165-2169; 2186-2191; 2200-2201; 2202-2203; 2204-2206	67,12	10,20	4,17	1,09	2,26	0,63	0,68	0,14	1,95	7,29		4,5	0,967	0,80050	
Среднее значение по горизонту					66,99	10,1	4,50	1,13	2,57	0,66	0,61	0,16	1,79	7,19		4,4	0,973	0,8059	
Кумдала-2	Ю-IV-2-4	1	30.08.2011 г	2282-2286; 2248-2273; 2209-2219; 2183-2206; 2169-2177	57,05	10,025	14,485	0,735	1,555	0,22	0,07	0,02	1,222	9,54		5,1	1,048	0,88713	ТОО «МГГС»
Среднее значение по скважине					57,05	10,025	14,485	0,735	1,555	0,22	0,07	0,02	1,222	9,54		5,1	1,048	0,88713	
Кумдала-3	Ю-IV-2-6	2	25.02.2022г	2333,5-2338	68,05	10,02	14,48	0,73	2,55	0,22	0,07	0,02	0,22	2,54		1,1	1,048	0,88713	
				2347-2360,3	75	8,59	6,14	1,67	2,02	1,23	0,68	0,57		3,04		1,06	1,1017	0,8937	
Среднее значение по скважине					71,53	9,31	10,31	1,20	2,29	0,73	0,38	0,30	0,22	2,79		1,08	1,070	0,8904	

### 2.3.4 Состав и свойства свободного газа

**Горизонт Ю-III.** Состав и свойства свободного газа изучены по одной пробе из скважины ТБ-2.

Содержания компонентов следующие (в % мольные): метана 85,93, этана – 6,9, пропана – 2,89, бутанов – 1,28, пентанов – 1,50, гексан – 0,45, углекислого газа – 0,05, азота – 0,97. Плотность газа составляет 1,203 г/л.

Газ характеризуется, полужирный, низкоазотный, безсернистый, низкоуглекислый.

Характеристика свободного газа приведена в таблице 2.3.4.1

**Таблица 2.3.4.1 – Характеристика свободного газа**

№№ скв	Горизонт	Интервал опробования, м	Давление пластовое критическое	Темп-ра пластовая критическая	Привед. давление	Привед. темп-ра	Коефф. сжимаемости д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
ТБ-2	Ю-III	1974-1984	19,7 4,63	70 211,2	4,28	1,62	0,828

**Продолжение таблицы 2.3.4.1**

Поправки		Плотность относительная, кг/м <sup>3</sup>	Содержание, % мол.							
на откл. от закона Бойля-Мариотта	на температуру		метан	этан	пропан	бутаны	пентаны	гексан	углекислый газ	азот
9	10	11	12	13	14	15	16	17	19	20
1,2	0,854	1,203	85,93	6,9	2,89	1,28	1,50	0,45	0,05	0,97

### 2.3.5 Физико-химические свойства и состав пластовых вод

Пластовые воды сопредельных месторождений и месторождения Кумдала по классификации В.А. Сулина определяются как соленые и рассолы хлоридно-кальциевого типа хлоридной группы натриевой подгруппы.

На месторождении Сарыбулак, расположенном недалеко к северо-востоку от Кумдала, в скважине ЮБ-3 опробован и исследован водоносный горизонт отложений средней юры в интервале 1542-1548м. Химический анализ показал содержание (в г/л): хлоридов – 55,78; гидрокарбонатов – 0.436; сульфатов – 0.017; кальция – 2,336; натрия + калия – 27,35г/л. Общая минерализация равна 89,262 г/л. Вода жесткая, слабокислая, с удельным весом 1.069 г/см<sup>3</sup>, хлоридно - кальциевого типа.

В воде обнаружены микрокомпоненты в незначительных количествах (мг/л): иодиды – 2,1, бораты – 128,21 и бромиды – 0,75.

Величина минерализации в палеозойских отложениях (с учетом других месторождений) меняется: от 40 до 74 г/л, в юрских горизонтах - от 46 до 86,4 г/л, в неокомских горизонтах - от 32 до 51 г/л. Водородный показатель меняется в юрских горизонтах от 6,6 до 7,12; в неокомских горизонтах от 6,8 до 7,6 – воды слабокислые до щелочных.

Содержание сульфатов в водах невысокое и колеблется от 208 до 941 мг/л. Воды очень жесткие, горячие 62-67°C. Плотность пластовой воды в юрских горизонтах 1,053 г/см<sup>3</sup>.

Микрокомпоненты в водах присутствуют в незначительных количествах. В неокомских водоносных горизонтах содержание катионов в мг/л меняется в пределах: лития – 2,24÷3,16; рубидия – 0,02÷0,05; цезия - <0,005÷ 0,05; стронция – 6,26; урана – 0,01; радия – 2,36.10-11; кремния – 204,3÷216,7.

Анализ данных по гидродинамике свидетельствует о хороших фильтрационных свойствах коллекторов. Совокупность данных по гидрогеологии района месторождения позволяет предположить упруговодонапорный режим работы залежей.

Воды альб - сеноманских и турон - сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении (12-13).

Альб - сеноманские пластовые воды хлор - магниевого и хлор -кальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче, почти близкие с питьевой водой, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Из перечисленных пластовых вод наименьшую минерализацию имеют сенонские – до 1-1,5 г/л и туронские – от 1 до 2,2 г/л воды.

## **2.4 Физико-гидродинамическая характеристика**

На месторождение Кумдала пробурена шесть скважин (КД-1, КД-2, КД-3, ТБ-2, ТБ-8, ТБ-9), керн отобран только в одной скважине (КД-3).

При проведении исследований в лаборатории соблюдались требования стандартов. Контроль качества измерений проводился путем сравнения с эталонными образцами перед началом замеров и после и выполнением контрольных замеров.

Исследование керна проведены в лабораториях ТОО «Мунайгазгеолсервис» (далее ТОО «МГГС»).

Все образцы отмывались от природных солей, при наличии в образцах керна углеводородов они экстрагировались в аппаратах Сокслета. Сушка проводилась при температуре 105° С.

После подготовки керна к исследованию, выполнены нижеследующий комплекс исследований:

- абсолютная проницаемость определена на аппарате Г-5 методом нестационарной фильтрации;
- открытая пористость определялась по методу Преображенского (метод керосинонасыщения), а полная методом парафинирования;
- карбонатность – на аппарате АК-4 по объему газа, выделившегося при взаимодействии 10% соляной кислоты и навески породы;
- гранулометрический анализ по методу отмучивания глинистых частиц с последующим рассеиванием на ситах высушенного после отмучивания остатка;
- плотность зёрен определялась пикнометрическим и расчетным способом.

Специальный анализ состоит из следующих исследований:

- определение электрических свойств на образцах со 100% и переменной водонасыщенностью породы;
- определение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования.

Петрофизическая характеристика пород продуктивных горизонтов и их покрышек основана 56 образцах керна, отобранных из скважин КД-3.

**Горизонт Ю-III.** Горизонт приурочен к кумкольской свите. Керном не освещен.

К дощанской свите приурочены горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3.

**Горизонт Ю-IV-2-1.** По результатам анализов в количестве 11 образцов, пористость изменяется в интервале 0,09-0,337 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале  $0,5-27,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-2.** По результатам анализов в количестве 6 образцов, пористость изменяется в интервале 0,07-0,11 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале  $0,5-1,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-3.** По результатам анализов в количестве 20 образцов, пористость изменяется в интервале 0,06-0,16 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале  $0,3-91,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

*Анализ петрофизических связей.*

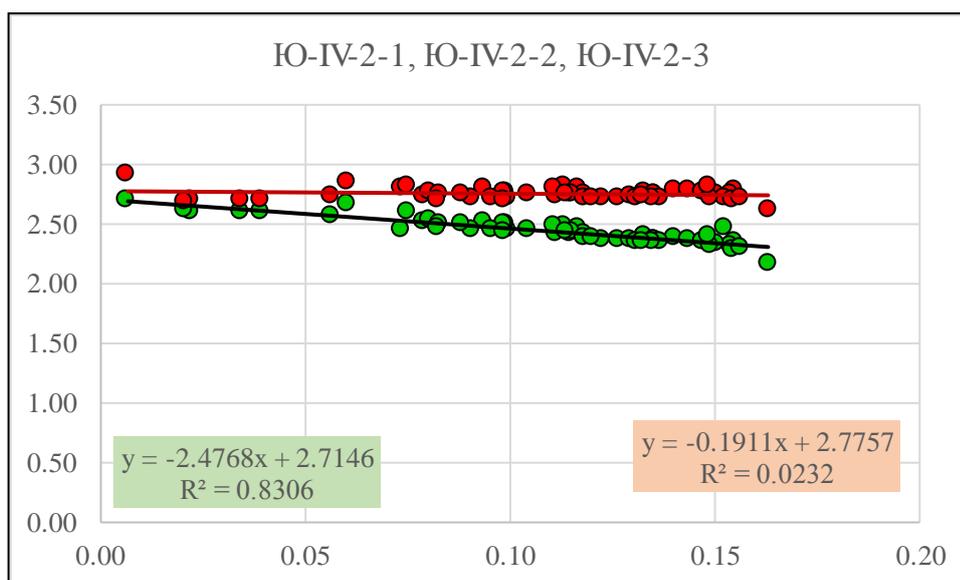
При изучении пород продуктивных отложений использовались стандартные и специальные лабораторные исследования.

Объемная плотность – пористость. Сопоставление объемной плотности с пористостью выполнено по результатам определений лабораторий в количестве 56 образцов. Результаты приведены в рисунке 2.4.1.

Как видно из рисунка 2.4.1 нулевой пористости получены значения объемной плотности 2,71 г/см<sup>3</sup>, что является высоким значением.

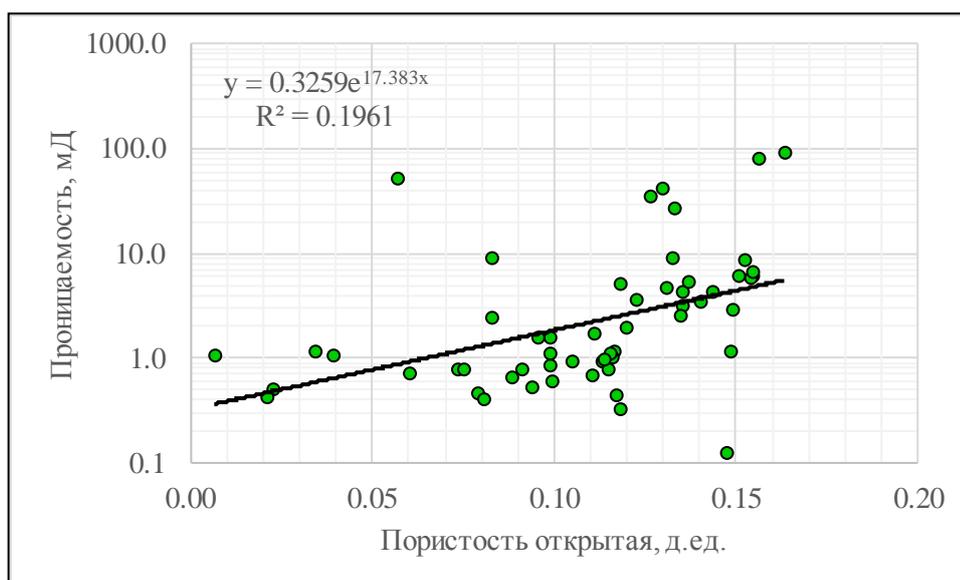
Диапазон изменения объемной плотности зерен также близкий и изменяется в интервале 2,18-2,70 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляет 2,44 г/см<sup>3</sup>.

Диапазон изменения минералогической плотности зерен также близкий и изменяется в интервале 2,62-2,92 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляет 2,92 г/см<sup>3</sup>.



**Рисунок 2.4.1 – Сопоставление плотности с пористостью**

Сопоставление проницаемости с пористостью. На рисунке 2.4.2 представлено сопоставление пористости и проницаемости.



**Рисунок 2.4.2 – Сопоставление проницаемости с пористостью**

По результатам построенной связи отмечается отсутствия достоверной корреляции между пористостью и проницаемостью. Описывается по формуле с низким коэффициентом достоверности:

$$K_{пр} = 0.3259 * e^{K_{п} * 17.383} \quad (2.4.1)$$

Связь параметра пористости с коэффициентом пористости. Для построения зависимости параметра пористости от коэффициента пористости использованы результаты определения электрического сопротивления 100% водонасыщенного образца с известной пористостью, выполненные на 56 образцах керна.

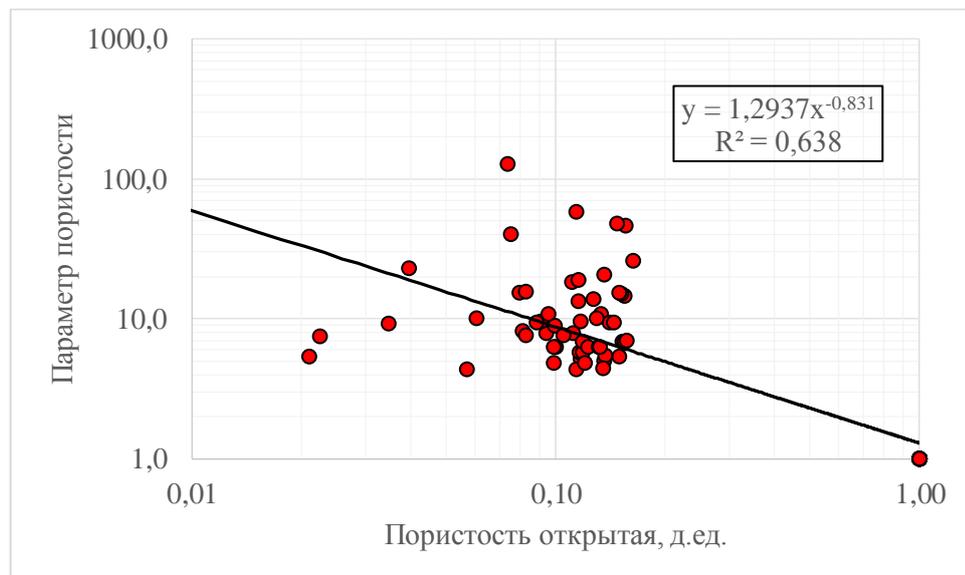
Условия проведения исследования в лабораториях следующее: образцы насыщались моделью пластовой воды с электрическим сопротивлением 0,05 Ом\*м, замеры выполнялись в атмосферных условиях при температуре 25°C.

На рисунке 2.4.3 представлена результаты сопоставления параметра пористости с пористостью и описываются уравнением:

$$P_{п} = 1,2937 * K_{п}^{-0,831}, (R^2 = 0.638) \quad (2.4.2)$$

Как видно из рисунков 2.4.2 достоверной связи не получено.

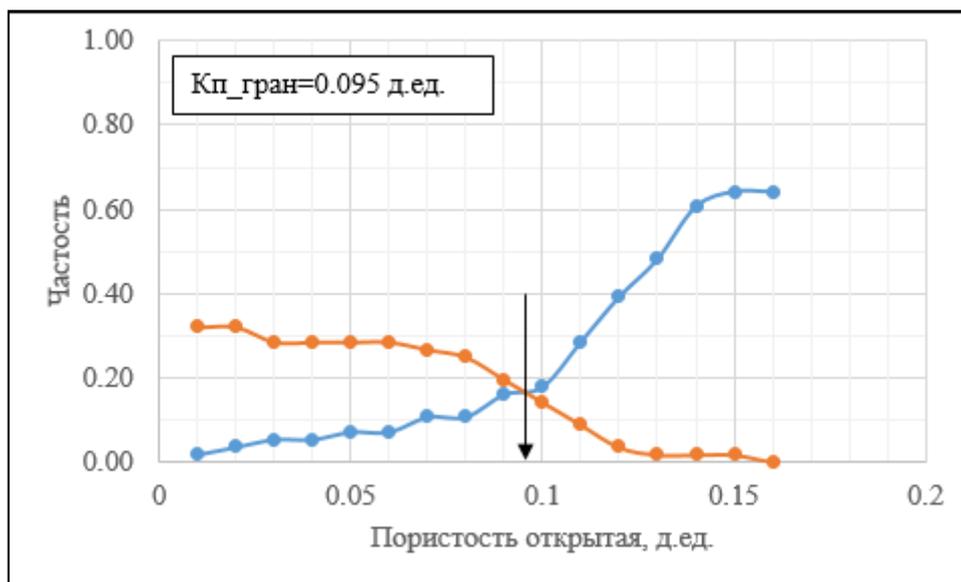
В предыдущем подсчёте запасов (1) ввиду отсутствия специальных исследований на керне в качестве граничного значения проницаемости был взят  $1 * 10^{-3} \text{ мкм}^2$  априорным данным.



**Рисунок 2.4.3 – Связь параметра пористости с пористостью**

В настоящем отчёте для обоснования граничного значения пористости и проницаемости коллектор-неколлектор также, определено по точкам пересечения кумулятивных кривых, рассчитанных для соответствующего параметра по проницаемым

( $K_{пр} > 1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и непроницаемым ( $K_{пр} < 1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) образцам керн (рисунок 2.4.4).  
Граничное значение пористости составило 9,5%.



**Рисунок 2.4.4 – Определение граничного значения**

Исходя из выше приведенных, граничное значение пористости было принято для продуктивных горизонтов нижнего мела равным 10,0%.

## 2.5 Запасы нефти и растворенного в нефти газа

В 2023 году при составлении отчета «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумдала по состоянию изученности на 01.03.2023 г» подсчитаны геологические и извлекаемые запасы нефти и газа (Протокол ГКЗ 2581-23-У от 02 августа 2023 г).

**Подсчитанные запасы нефти и газа в целом по месторождению составили:**

**газа:**

- начальные геологические по категориям:  $C_1$  – 428,1 млн.м<sup>3</sup>;
- начальные извлекаемые по категориям:  $C_1$  – 385,1 млн.м<sup>3</sup>;

**Нефти:**

- начальные геологические по категориям:  $C_1$  – 2540 тыс.т,  $C_2$  – 614 тыс.т;
- начальные извлекаемые по категориям:  $C_1$  – 929 тыс.т,  $C_2$  – 170 тыс.т;

**Растворенный газ:**

- геологические по категориям:  $C_1$  – 575,2 млн.м<sup>3</sup>,  $C_2$  – 134,9 млн.м<sup>3</sup>;
- извлекаемые по категориям:  $C_1$  – 210,2 млн.м<sup>3</sup>,  $C_2$  – 37,6 млн.м<sup>3</sup>;

Результаты подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа приведены в таблице 2.5.1, запасы свободного газа - в таблице 2.5.2

Таблица 2.5.1 – Таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Кумдала

Залежь в районе скважины	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, Средне взвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина	Объем нефтенасы- щенных пород, тыс. м3	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти г/см3	Геологические запасы нефти тыс. т.	Коэффициент извлечения д. ед.	Извлекаемые запасы нефти тыс. т.	Газосодержание м3/т	Геологические запасы растворенного газа млн. м3	Извлекаемые запасы растворенного газа млн. м3	
					Открытой пористости д. ед.	Нефтенасыщен- ности д. ед.	Пересчетный д. ед.								
					тыс. м2	м	тыс. м3								д. ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Горизонт Ю-IV-2-1</b>															
ТБ-2	ЧНЗ	С1	1414	5,4	7608	0,18	0,62	0,853	0,745	540	0,372	201	226,00	122,0	45,4
	ВНЗ	С1	1377	2,5	3462	0,18	0,62	0,853	0,745	246	0,372	92	226,00	55,6	20,8
Итого по залежи		С1	2791	4,0	11070					786	0,373	293		177,6	66,2
КД-2, 3	ЧНЗ	С1	263	5,4	1430	0,16	0,53	0,853	0,745	77	0,369	28	198,00	15,2	5,5
	ВНЗ	С1	742	3,2	2404	0,16	0,53	0,853	0,745	130	0,369	48	198,00	25,7	9,5
Итого по залежи		С1	1005	3,8	3834					207	0,367	76		40,9	15,0
Всего по горизонту		С1	3796	3,9	14904					993	0,372	369		218,5	81,2
<b>Горизонт Ю-IV-2-2</b>															
ТБ-2	ЧНЗ	С1	1255	5,8	7247	0,16	0,60	0,853	0,745	442	0,372	164	226,00	99,9	37,1
	ВНЗ	С1	1333	2,6	3494	0,16	0,60	0,853	0,745	213	0,372	79	226,00	48,1	17,9
Итого по залежи		С1	2588	4,2	10741					655	0,371	243		148,0	55,0
КД-2, 3	ЧНЗ	С1	390	6,3	2459	0,15	0,53	0,853	0,745	124	0,369	46	198,00	24,6	9,1
	ВНЗ	С1	599	2,9	1714	0,15	0,53	0,853	0,745	87	0,369	32	198,00	17,2	6,3
Итого по залежи		С1	989	4,2	4173					211	0,370	78		41,8	15,4
КД-1	ЧНЗ	С2	143	1,5	215	0,14	0,48	0,853	0,745	9	0,277	2	226,00	2,0	0,5
	ВНЗ	С2	238	0,8	179	0,14	0,48	0,853	0,745	8	0,277	2	226,00	1,8	0,5
Итого по залежи		С2	381	1,0	394					17		4		3,8	1,0
Всего по горизонту		С1	3577	4,2	14914					866	0,371	321		189,8	70,4
		С2	381	1,0	394					17	0,235	4		3,8	1,0

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Горизонт Ю-IV-2-3</b>															
ТБ-2	ЧНЗ	С2	444	5,8	2575	0,16	0,56	0,853	0,790	155	0,279	43	226,00	35,0	9,7
	ВНЗ	С2	969	2,5	2440	0,16	0,56	0,853	0,790	147	0,279	41	226,00	33,2	9,3
Итого по залежи		С2	1413	3,5	5015					302	0,278	84		68,2	19,0
КД-2, 3	ЧНЗ	С2	276	7,0	1932	0,17	0,52	0,853	0,790	115	0,277	32	198,00	22,8	6,3
	ВНЗ	С2	379	3,3	1268	0,17	0,52	0,853	0,790	76	0,277	21	198,00	15,0	4,2
Итого по залежи		С2	655	4,9	3200					191	0,277	53		37,8	10,5
КД-1	ЧНЗ	С2	143	2,3	329	0,14	0,50	0,853	0,790	16	0,277	4	226,00	3,6	0,9
Итого по залежи		С2	143	2,3	329					16	0,250	4		3,6	0,9
Всего по горизонту		С2	2211		8544					509	0,277	141		109,6	30,4
<b>Горизонт Ю-IV-2-4</b>															
ТБ-2	ЧНЗ	С2	367	1,9	697	0,14	0,50	0,933	0,790	36	0,279	10	245,00	8,8	2,5
	ВНЗ	С2	522	1,0	522	0,14	0,50	0,933	0,790	27	0,279	8	245,00	6,5	2,0
Итого по залежи		С2	889	1,4	1219					63	0,286	18		15,4	4,5
КД-2, 3	ЧНЗ	С1	224	6,6	1483	0,19	0,58	0,933	0,790	120	0,362	43	245,00	29,4	10,5
	ВНЗ	С1	251	3,8	942	0,19	0,58	0,933	0,790	77	0,362	28	245,00	18,9	6,9
Итого по залежи		С1	475	5,1	2425					197	0,360	71		48,3	17,4
КД-1	ЧНЗ	С2	143	3,3	472	0,15	0,48	0,933	0,790	25	0,272	7	245,00	6,1	1,7
Итого по залежи		С2	143	3,3	472					25		7		6,1	1,7
Всего по горизонту	С1		475	5,1	2425					197	0,360	71		48,3	17,4
	С2		1032	1,6	1691					88	0,284	25		21,5	6,2
<b>Горизонт Ю-IV-2-6</b>															
КД-3	ЧНЗ	С1	331	8,0	2648	0,17	0,58	0,933	0,803	196	0,362	71	245,00	48,0	17,4
	ВНЗ	С1	674	3,7	2464	0,17	0,58	0,933	0,803	182	0,362	66	245,00	44,6	16,2
Итого по залежи		С1	1005	5,1	5112					378	0,362	137		92,6	33,6
КД-1	ЧНЗ	С1	119	8,7	1035	0,16	0,56	0,933	0,817	71	0,296	21	245,00	17,4	5,1
	ВНЗ	С1	121	4,2	507	0,16	0,56	0,933	0,817	35	0,296	10	245,00	8,6	2,5
Итого по залежи		С1	240	6,4	1542					106	0,292	31		26,0	7,6
Всего по горизонту		С1	1245	5,3	6654					484	0,347	168		118,6	41,2
Всего по месторождению		С1	9093	4,3	38897					2540	0,366	929		575,2	210,2
		С2	3624	2,9	10629					614	0,277	170		134,9	37,6

Таблица 2.5.2 – Подсчет запасов свободного газа месторождения Кумдала

Залежь в районе скважины	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс.м2	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м3	Коэффициент открытой пористости. Д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру, д. ед.	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Геологические запасы, млн. м3	Коэффициент извлечения газа	Извлекаемые запасы, млн. м3
								начальное	конечное	начальное	конечное					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>Горизонт Ю -III</b>																
ТБ-2	ЧГЗ	С1	3281	3,7	12019	0,25	0,69	19,72	0,1	1,2	0,1	0,9	9,7	428,1	0,9	385,3
Итого по горизонту		С1	3281		12019									428,1		385,3
<b>Всего по месторождению</b>		<b>С1</b>	<b>3281</b>		<b>12019</b>									<b>428,1</b>		<b>385,3</b>

### 3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

#### 3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

На месторождении Кумдала опробование коллекторов проводилось в отложениях кумкольской свиты верхней юры – продуктивный горизонт Ю-III и дощанской свиты нижней-средней юры - горизонт Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-6.

Опробование продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне проводилось в четырех скважинах десятью объектами.

**Продуктивный горизонт Ю-III** испытан в скважине Табакбулак-2 одним объектом в интервале 1974-1981 м (-1828-18378 м). В результате испытания был получен приток газа. Объект газоносный.

**Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1** опробован пятью объектами в двух скважинах Кумдала-2 и Табакбулак-2.

В скважине Табакбулак-2 опробовано три объекта.

При испытании в интервале 2183-2190 м (2037,0-2044,0 м), 2196-2198 м (-2050,0-2052,0 м). Произведена замена рассола на воду, промывка скважины водой. За 19 часов вытеснено из скважины  $10\text{ м}^3$  жидкости через 13 часов стояние на притоке наблюдается выделение горючего газа, длина факела 0,5-0,7м. Скважина закрыта на накопление давления на 24 часа стояния на накопление  $P_{тр} - 1,1\text{ МПа}$ ,  $P_{зтр} - 0,4\text{ МПа}$ .

Повторное исследования I объекта в интервалах 2204-2206 м (-2058-2060 м), 2202-2203 м (-2056-2057 м), 2200-2201 м (-2054-2055 м), 2186-2191 м (-2040-2045 м), 2165-2169 м (-2019-2024). . Освоение скважины сменой рассола на нефть в объеме  $25\text{ м}^3$ , на устье слабый приток  $P_{тр} - 0,0\text{ МПа}$ ,  $P_{зтр} - 1,5\text{ МПа}$  при свабировании и компрессировании всего извлечено  $98,58\text{ м}^3$  жидкости (нефть, вода и буровой раствор), после проведения гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) получен приток нефти дебитом  $3\div 5\text{ м}^3/\text{сут}$ . Пластовое давление составляет  $20,23\text{ МПа}$ .

При опробовании в интервале 2165-2170 м (-2019,0-2024,0 м). Произведена замена рассола на воду, промывка скважины водой. Снижение уровня жидкости в скважине компрессором, вытеснено из скважины  $13\text{ м}^3$  жидкости. Уровень жидкости отбит на глубине 1295м. На устье получен приток газа длина факела 1.5м. скважину закрыли на накопления давления, за 48 часов  $P_{тр} - 1.12\text{ МПа}$ ,  $P_{зтр} - 1.12\text{ МПа}$ , стравливание давления, произведена задавка скважины через затрубное пространство, забойная пачка - тех. вода.

Скважина Кумдала-2 испытано двумя объектами.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено  $5\text{ м}^3$  жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 =2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 -2268,4м.

Задавка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 -2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5  $\text{ м}^3/\text{сут}$ , газа – 10 – 12 тыс.  $\text{ м}^3/\text{сут}$ .

Как видно из результатов испытаний Кумдала-2 интервалы опробования охватывают четыре продуктивных горизонта Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3 и Ю-IV-2-4. Для выделения доли полученного объема пластового флюида из каждого продуктивного горизонта были оценены количество и толщины продуктивных пластов в горизонтах, их суммарные толщины в объекте опробования и определен удельный объем полученного пластового флюида на 1м Нэф. Затем, путем перемножения удельного объема полученного пластового флюида на Нэф общую каждого горизонта определили объем притока пластового флюида из каждого горизонта (см. табл. 3.7.1).

**Горизонт Ю-IV-2-1** в интервалах 2169-2177; 2183-2206 м количество перфорированных пластов – 4,  $H_{эф}$  – 3,8 м, расчетный объем добытой нефти 4,4  $\text{ м}^3$ .

**Горизонт Ю-IV-2-2** в интервалах 2183-2206; 2209-2219 м количество перфорированных пластов – 7,  $H_{эф}$  – 5,7 м, расчетный объем добытой нефти 6,5  $\text{ м}^3$ .

**Горизонт Ю-IV-2-3** в интервалах 2248-2273 м количество перфорированных пластов – 2,  $H_{эф}$  – 1,7 м, расчетный объем добытой нефти 1,9  $\text{ м}^3$ .

**Горизонт Ю-IV-2-4** в интервалах 2248-2273; 2282-2286 м количество перфорированных пластов – 7,  $H_{эф}$  – 7,1 м, расчетный объем добытой нефти 8,1  $\text{ м}^3$ .

Таблица 3.1.1 – Результаты анализа испытаний по продуктивным горизонтам

Месторождение Кумдала						
Скважина КД-2						
Продуктивные горизонты	Перфорированные пласты		Н <sub>ф</sub> по РИГИС, м	Общий объём добытой нефти, м <sup>3</sup>	Доля толщин горизонтов в объекте опробования, м <sup>3</sup>	Доля нефти по пластам горизонтов от объёма добытой нефти, %
	Интервалы перфорации, м	Количество перфорированных пластов, шт				
Ю-IV-2-1	2169-2177 2183-2206	4	3,8	21	4,4	21
Ю-IV-2-2	2183-2206 2209-2219	7	5,7		6,5	31
Ю-IV-2-3	2248-2273	2	1,7		1,9	9
Ю-IV-2-4	2248-2273 2282-2286	7	7,1		8,1	39
<b>Итого</b>		<b>20</b>	<b>18,3</b>		<b>21,0</b>	<b>100</b>

*Примечание: удельная добыча нефти на 1м Нэф перфорированного интервала = 21,0/18,8 = 1,147*

**Продуктивный горизонт Ю-IV-2-6** опробован четырьмя объектами в двух скважинах Кумдала-1 и Кумдала-3.

В скважине Кумдала-1 опробовано два объекта. В результате испытания первого объекта в интервале 2392,7-2394,3 м (-2266,6-2268,2 м) притоков не получено. Объект «сухой».

При испытании интервалов 2328,2-2332,9 м (-2202,1-2206,8 м), 2335,4-2337,8 м (-2209,3-2211,7 м), 2352,9-2355,2 м (-2226,8-2229,1 м), 2356,5-2359,1 м (-2230,4-2233,0 м), 2377,8-2378,6 м (-2251,7-2252,5 м), 2380,3-2381,6 м (-2254,2-2255,5 м), 2385,2-2386,4 м (-2259,1-2260,3 м), 2387,6-2389,0 м (-2261,5-2262,9 м), получен приток нефти объемом 121,82 м<sup>3</sup>. Объект нефтеносный.

Скважина Кумдала-3 испытана двумя объектами. В результате опробования первого объекта в интервалах 2384,0-2387,5 м (-2254,0-2257,5 м), 2389,0-2394,0 м (-2259,0-2264,0 м), 2398,0-2401,0 м (-2268,0-2271,0 м), 2402,0-2404,0 м (-2272,0-2274,0 м), 2405,0-2408,0 м (-2275,0-2278,0 м), притоков не получено. Объект «сухой».

При испытании второго объекта в интервалах 2333,5-2338,0 м (-2203,5-2208,0 м), 2347,0-2360,3 м (-2217,0-2230,3 м), при очистке скважины отобрано 120 м<sup>3</sup> нефти, средний дебит нефти составляет 7 м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере. Объект нефтеносный.

Распределение объектов опробования по горизонтам и характеру насыщения приведена в таблице 3.1.2.

**Таблица 3.1.2 – Распределение объектов опробования по горизонтам и характеру насыщения**

<b>№№ скв.</b>	<b>Горизонт</b>	<b>Газ</b>	<b>Нефть</b>	<b>Газ+нефть</b>	<b>Притока не получено</b>	<b>Всего</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
ТБ-2	Ю-III	1				<b>1</b>
ТБ-2	Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2			3		<b>3</b>
КД-2	Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4		2			<b>2</b>
КД-1, КД-3	Ю-IV-2-6		2		2	<b>4</b>
<b>Всего</b>		<b>1</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>10</b>

Оценка осуществлялась на основе проведенных гидродинамических исследований.

В период разведки на месторождении проводились исследования неустановившихся режимов (КВД), с целью определения фильтрационных параметров, пластового давления, состояния призабойной зоны и характера притока в скважину.

На месторождении проведена исследование КВД по 1 скважине КД-1 (таблица 3.1.3). По 2 скважинам (КД-2 и ТБ-2) провели замер пластового давления и опробование по скважины КД-3.

Таблица 3.1.3 – Результаты гидродинамических исследований

№ скв.	Объект (горизонт)	Вид исследований	Дата исследования	Интервал исследования, м	Глубина спуска манометра, м	Пластовая температура, оС	Ø штуцера, мм	Пластовое давление, МПа	Дебит нефти, м3/сут	Забойное давление, МПа	Проницаемость, мД	Гидропро-водность, мД.м/МПа.с	Пьезопроводность, м2/с	К прод, м3/сут/МПа	Удельная продуктивность, м3/сут/МПа.м	Скин-фактор
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1КД	Ю -IV	КВД	9-26. 07.21	2328.2-2332.9. 2335.4-2337.8 2252.9-2355.2 2356.5-2359.1. 2377.8-2378.6 2389	2359 PPS-25 №7867			22,9	Нефть 84.5м3/сут	10,3	3,39	1,11E-04 м3/ МПа*с	1,24E-0,2 м2/с	6,90 м <sup>3</sup> /сут/ МПа	0,54	-2,55

### 3.2. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

По состоянию на 01.03.2023 г на месторождении Кумдала всего пробурено 8 скважин. За анализируемый период пробурены скважины №1, 2, 3, Кумдала и на участке Табакбулак №2. Четыре скважины Южная Блиновская-1, Восточная Кумдала-1, Табакбулак-8 и Табакбулак-9 ликвидированы по геологическим причинам.

На дату отчета месторождение находится в консервации.

**Таблица 3.2.1 – Состояние фонда пробуренных скважин**

Наименование фонда	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин	№№ скважин
1	2	3	4
1. Общий фонд скважин	1.1. Всего пробурено	8	ТБ-2, КД-1, КД-2, КД-3, Вост.КД-1, ТБ-8, ТБ-9, ЮБ-1
2. Бездействующий фонд	3.1. В консервации	4	ТБ-2, КД-2, КД-1, КД-3
	3.2. В ликвидации	4	Вост.КД-1, ТБ-8, ТБ-9, ЮБ-1

### 3.3. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

#### 3.3.1. Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выбор наиболее рациональной системы разработки, как отдельных залежей, так и месторождения в целом напрямую зависит от правильного выделения эксплуатационных объектов. При выделении эксплуатационных объектов на газонефтяном месторождении Кумдала, наряду с экономической целесообразностью и технологической эффективностью на первый план выходит геологическое строение.

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

1. Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
2. Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов отделенных на значительной территории от выше и ниже лежащих

отложений пачкой непроницаемых пород;

3. Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
4. В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
5. В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами;
6. Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

В настоящем отчете подсчитаны начальные запасы нефти и растворенного газа по всему месторождению с привлечением всей геолого-геофизической информации. Все залежи сложены терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа.

На месторождении выявлено 6 нефтяных горизонтов (Ю-IV-2-1 , Ю-IV-2-2 , Ю-IV-2-3 , Ю-IV-2-4 , Ю-IV-2-6)

По типу, залежи относятся к пластовым, сводовым, и литолически экранированным.

По коллекторским свойствам и физико-химическим свойствам горизонты относятся к маловязким. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,745 до 0,81 г/см<sup>3</sup>.

С учетом характера залегания продуктивных горизонтов, их распространения по площади и ФЕС продуктивных коллекторов, физико-химических свойств пластовых флюидов на газонефтяном месторождении были выделено 4 объекта разработки.

По горизонтам Ю-IV, учитывая их однотипность свойств пластовых нефтей горизонтов, геометрию залежей и совпадение их структурном плане залежей, выделены и объединены в эксплуатационные объекты;

- **I объект - горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 основной свод**, нефтегазовая залежь (район скважин КД-2,3);
- **II объект- горизонты Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-6 основной свод**, нефтегазовая залежь (район скважин КД-2,3);
- **III объект- горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 западный свод**, нефтегазовая залежь (район скважины ТБ-2);
- **IV объект- горизонт Ю-IV-2-6 основной свод**, нефтегазовая залежь (район скважины КД-1).

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.3.1.1.



Таблица 3.3.1.1 - Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

№п/п	Параметры	1 объект		2 объект		3 объект		4 объект
		Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-4	Ю-IV-2-6	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-6
		р-н скв. КД-2,3				р-н скв. ТБ-2		р-н скв. КД-1
1	Отметка ВНК, УВНК, м	-2053,3	-2089,1	-2155,9	-2232,7	-2048,2	-2086,4	-2229,1
2	Тип залежи	Пластовые, сводовые						
3	Тип коллектора	Поровый, терригенный						
4	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup> C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	1005	989	475	1005	2791	2588	240
5	Общая толщина горизонта, м	27	27	32,5	27	30	33	31
6	Средняя эффективная толщина, м	7,5	7,5	6,4	8	8	9,1	6,4
7	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	7,5	7,5	6,4	8	8	9,1	6,4
8	Пористость по ГИС, д.е	0,16	0,15	0,19	0,17	0,18	0,16	0,16
9	Средняя нефтенасыщенность, д.е.	0,53	0,53	0,56	0,58	0,62	0,60	0,56
10	Проницаемость по керну, мД	5,98		1,5	24			
11	Коэффициент песчаности, д.е.	0,252	0,272	0,19	0,296	0,267	0,276	0,281
12	Коэффициент расчлененности	5,5	6,5	5,5	5	7	11	4
14	Пластовая температура, °С	72,2*	72,2*	67,01*	67,01	72,2	72,2*	67,01*
15	Начальное пластовое давление, МПа	17,1*	17,1*	24,7*	24,7	17,1	17,1*	24,7*
16	Плотность нефти в пластовых усл-х, г/см <sup>3</sup>	0,607*	0,607*	0,491*	0,491	0,607	0,607*	0,491*
17	Вязкость нефти в пластовых усл-х, мПа*с	0,2*	0,2*	0,197*	0,197	0,2	0,2*	0,197*
18	Объемный коэффициент нефти, д.е.	1,173*	1,173*	1,072*	1,072	1,173	1,173*	1,072*
19	Содержание серы в нефти, %				0,26	0,17		0,2
20	Давление насыщения нефти газом, МПа	16,4*	16,4*	19,06*	19,06	16,4	16,4*	19,06*
21	Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	198*	198*	245*	245	226	226*	245*
22	Плотность нефти в поверхностных усл-х, г/см <sup>3</sup>	0,745*	0,745*	0,790	0,803	0,745	0,745*	0,810
23	Кинематическая вязкость нефти в поверх-х условиях, мкм <sup>2</sup> /с							
	20 <sup>0</sup>				0,817	1,089		4,88
	50 <sup>0</sup>				2,702	0,802		2,259
	Плотность воды в пластовых усл., г/см <sup>3</sup>							1,061
	Начальные геологические запасы, в том числе по категориям							
	C <sub>1</sub>	207	211	197	378	786	655	106
	C <sub>2</sub>							

### ***3.3.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики***

Выбор и обоснование расчётных вариантов разработки проекта проводился с учетом положений «Единых правил разработки...», а также исходя из геологического строения залежей месторождения.

Ниже приведены основные положения рассматриваемых вариантов разработки по объектам эксплуатации. Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной системы разработки были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В отчете исходя из геологических запасов, для объектов рассмотрены следующие варианты разработки:

Для ***1 объекта***, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся плотностями сетки скважин, периодом разбуривания, количеством ввод новых скважин с учетом фактических данных.

**Вариант 1.** В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2 и бурение 4 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 5 скважин с расстоянием между скважинами 500x500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

**Вариант 2.** В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

**Вариант 3.** Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350x350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 6

добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважину под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 7 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды.

Для *II объекта*, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

**Вариант 1.** В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3 и бурение 3 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 4 скважин с расстоянием между скважинами 500x500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

**Вариант 2.** В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 3 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 4 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

**Вариант 3.** Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350x350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающей скважины под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды.

Для *III объекта*, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

**Вариант 1.** В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2 и бурение 7 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 8 скважин с

расстоянием между скважинами 375х375 м. Плотность сетки скважин составит 14,06 га/скв.

**Вариант 2.** В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки 12,25 га/скв. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 9 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважин под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 10 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

**Вариант 3.** Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 300х300 м с плотностью сетки скважин 9 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 10 добывающих скважин и перевод 3 добывающих скважин под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 11 ед, и 3 скважины переводится под закачку воды.

Для **IV объекта**, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина КД-1. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину КД-1 и бурение одной добывающей скважины.

**Таблица 3.3.2.1 – Исходная характеристика вариантов разработки для I объекта.**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорная		
в том числе:	Истощение	ППД	
Система заводнения	-	приконтурная	
Расстояние между скважинами, м	500	500	350
Плотность сетки, га/скв	25	25	12,25
Соотношение скважин, доб./наг.	-	4:1	3,5:1
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$		
нагнетательных	-	$R_{заб} = 0,9 * R_{грп}$	
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонаг.)	5/0	4/1	7/2
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	4	4	6
ГРП	-	+	+

Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	1	1
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	100	100

**Таблица 3.3.2.2 – Исходная характеристика вариантов разработки для II объекта.**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорн		
в том числе:	Истощение	ППД	
Система заводнения	-	приконтурная	
Расстояние между скважинами, м	500	500	350
Плотность сетки, га/скв	500	500	350
Соотношение скважин, доб./наг.	-	3:1	4:1
Режим работы скважин: добывающих	Рзаб ≥ Рнас		
нагнетательных	-	Рзаб=0,9*Ргрп	
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	4/0	3/1	4/1
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	3	3	4
ГРП	-	+	+
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	1	1
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	100	100

**Таблица 3.3.2.3 – Исходная характеристика вариантов разработки для III объекта.**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорн		
в том числе:	Истощение	ППД	
Система заводнения	-	приконтурная	
Расстояние между скважинами, м	375	350	300
Плотность сетки, га/скв	14,06	12,25	9
Соотношение скважин, доб./наг.	-	4:1	2,6:1
Режим работы скважин: добывающих	Рзаб ≥ Рнас		
нагнетательных	-	Рзаб=0,9*Ргрп	
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	8/0	8/2	8/3
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	7	9	10
ГРП	-	+	+

Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	2	3
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	100	100

**Таблица 3.3.2.4 – Исходная характеристика вариантов разработки для IV объекта.**

Характеристики	Вариант
	I
Режим разработки	упруговодонапорн
в том числе:	Истощение
Система заводнения	-
Расстояние между скважинами, м	-
Плотность сетки, га/скв	-
Соотношение скважин, доб./наг.	-
Режим работы скважин: добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95
нагнетательных	-
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9
нагнетательных	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонаг.)	1/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-

Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта.

В первом варианте дебиты нефти с проектных скважин выполнены учетом опробования испытаний и опробование средний дебит нефти по новым скважинам принят на уровне: I объект – 10 т/сут; II объект – 14 т/сут; III объект – 9 т/сут; IV объект – 5 т/сут.

Во 2 и 3 расчетных вариантах разработки дебиты нефти с проектных скважин выполнены учетом опробования испытаний и опробование средний дебит нефти по новым скважинам принят на уровне: I объект – 15 т/сут; II объект – 25 т/сут; III объект – 25 т/сут; IV объект – 5 т/сут.

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения, а также результатов закачки и испытаний на приемистость.

Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть насколько это технически возможно высоким, близким к давлению гидроразрыва ( $P_3 = 0,9 \cdot P_3^{гпр}$ ).

Давление гидроразрыва пласта определено расчетным путем по формуле:

$$P_{\text{грп}} = P_{\text{г}} - P_{\text{пл}} + G_{\text{р}},$$

где:  $P_{\text{грп}}$  - забойное давление разрыва пласта,  $P_{\text{г}} = H \cdot \rho_{\text{п}} \cdot \gamma$  - горное давление;  $G_{\text{р}}$  - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия (обычно  $G_{\text{р}} = 1,5-3,0$  МПа);  $H$  - глубина залегания пласта;  $\rho_{\text{п}}$  - средняя плотность вышележащих горных пород, равная  $2,2-2,6 \text{ т/м}^3$ , в среднем  $2,4 \text{ т/м}^3$ ;  $\gamma$  - ускорение свободного падения.

### **3.3.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты**

В 2 варианте разработки предусматривается организация системы ППД закачкой воды во I, II и III эксплуатационных объектах.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки.

Закачка газа и/или других агентов в продуктивные пласты не рассматриваются, а основной причиной являются: дефицит газа; невозможность использования растворов ПАА и ПАВ из-за практически одинаковой подвижности воды и нефти в пластовых условиях и коллекторских свойств пород; техническая трудность организации закачки.

Необходимо подчеркнуть, что с освоением системы ППД с закачкой воды также существуют множество проблем, основные из которых: дефицит воды; обеспечение приемистости нагнетательных скважин; вопрос об эффективности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин из-за наличия разнонаправленных систем трещин в продуктивных отложениях и др. Поэтому недропользователю рекомендуется в процессе подготовительного периода изучить вышеприведенные вопросы.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту (попутно-добываемая вода и другие) для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более  $5 \text{ мг/моль}^* \cdot \text{л}$ .
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.

- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль\*л.
- Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.
- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после прокаливании при 600 °С должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

***3.3.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения***

Прогноз технологических показателей разработки эксплуатационных объектов осуществлен на базе методики «ТатНИПИнефть», в основе которой лежит модель зонально и послойно неоднородного пласта [32, 33]. В методике приняты следующие допущения:

- пласт состоит из проницаемых слоев и разделяющих их непроницаемых прослоев;
- слои и прослои по площади их распространения состоят из квадратных зон, одинаковых по площадям;
- все слои одинаковой толщины;
- слои различаются по средней проницаемости, причем распределение этих средних значений по слоям совершенно хаотическое, подчиненное только статистической закономерности в виде гамма-распределения;
- по слоям в пределах зон значения проницаемости остаются постоянными и скачкообразно хаотически изменяются при переходе от одной зоны к другой;
- кроме зональной неоднородности по проницаемости слои еще могут обладать хаотическим разбросом зон площади с нулевой проницаемостью (прерывистостью).

Методика позволяет оценить извлекаемые запасы нефти и рассчитать динамику технологических показателей разработки при реализации различных систем воздействия на пласт. Кроме того, методика позволяет учитывать различие вязкостного соотношения нефти и воды, эффект снижения продуктивности в результате падения пластового давления ниже давления насыщения.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Дебит нефти в t-м году:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_u^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[ Q_u^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где:

$q_0^t$  – текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;

$Q_u^t$  – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$  – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Дебит жидкости в t-ом году:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{F_{и}}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[ Q_{F_{и}}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где:

$Q_{F_{и}}^t$  – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$  – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{ср} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сз}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2$$

где:

$\tau$  – время работы скважин;

$\eta_{ср}$  – средняя продуктивность скважин;

$n$  – общее число скважин эксплуатационного фонда;

$P_{сн}$  – забойное давление нагнетательных скважин;

$P_{сз}$  – забойное давление добывающих скважин;

$\varphi$  – функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

$\xi_1, \xi_2$  – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_{и} = Q_б \cdot \text{КИН},$$

где:

$Q_б$  – балансовые запасы нефти.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) определяется по формуле:

$$\text{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3.$$

Коэффициент  $K_1$  называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^1},$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

где:

$S^1$  – нефтяная площадь, приходящаяся на одну скважину проектной сетки, км<sup>2</sup>;

$w$  – доля неколлектора по площади распространения обособленных нефтяных слоев, доли ед.;

$d$  – размер стороны квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов (шаг хаотической изменяемости эффективной толщины нефтяных пластов), км.

Коэффициент  $K_2$  в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения нефти.

Коэффициент  $K_3$  является коэффициентом заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A$$

где:

$K_{3н}$  – доля отбора подвижных запасов за безводный период;

$K_{3к}$  – конечная доля отбора подвижных запасов;

$A$  – расчетная предельная обводненность, доли ед.

Данные параметры определяются по нижеследующим формулам:

$$K_{3н} = \frac{1}{1.2+4.2 \cdot V^2}; K_{3к} = \frac{1}{0.95+0.25 \cdot V^2}; A = \frac{A_2}{(1-A_2) \cdot \mu_0 + A_2},$$

где:

$V^2$  – квадрат коэффициент вариации расчетной неоднородности коллекторских свойств пласта;

$A_2$  – предельная обводненность продукции скважин, доли ед.;

$\mu_0$  – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \cdot b_H$$

$$\mu_* = \frac{\mu_H}{\mu_B} \cdot K_2^{1.5}$$

где:

$\rho_B, \rho_H$  – плотности воды и нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$b_H$  – объемный коэффициент нефти, доли ед.;

Для определения значения квадрата коэффициента вариации расчетной неоднородности коллекторских свойств ( $V^2$ ) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left( \frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left( \frac{V_{30H}^2 + 1}{\frac{V_{30H}^2}{n_*} + 1} + 1 \right) - 1$$

где:

$M$  – соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линии тока, идущих от нагнетательной скважины (или от водоносной зоны) к добывающей скважине;

$n^*$  – число сторон подхода воды к добывающим скважинам.

$V_1^2$  - квадрат коэффициента вариации действительной послойной неоднородности коллекторских свойств;

$V_{зон}^2$  - квадрат коэффициента вариации зональной неоднородности коллекторских свойств.

Данная методика базируется на прямых промысловых измерениях работы скважин: коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях. Методика представляет собой взаимно согласованные, достаточно мобильные и универсальные уравнения процесса добычи нефти и жидкости, а также фонда скважин эксплуатационного объекта практически для любой системы разработки.

Обоснованность использования методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д.

Приемлемая применимость методики доказана также проведением многочисленных апробаций в рамках технологических схем, проектов разработки и подсчетов запасов УВ месторождений Казахстана.

Значения коэффициентов рассчитаны для всех рассматриваемых вариантов по характерным участкам с учетом их геологического строения и неоднородности, а также с учетом числа проектных добывающих и нагнетательных скважин, расположенных в виде сетки с различными расстояниями между скважинами и системами размещения.

### ***3.3.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин***

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения ( $K_{охв}$ ) понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта.

Для расчета коэффициента охвата процессом вытеснения использована следующая формула:

$$K_{о.зв} = k_1' \cdot k_1'',$$

где:

$k_1'$  – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон;

$k_1''$  – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной  $h_{\min}$ , установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку, отсюда:

$$k_1' = 1 - \left( \frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)^2,$$

где:

$h_{\text{эф.внз}}$  – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

В свою очередь, доля геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной:

$$\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} = \frac{1}{1 + \left( \frac{A_2 \cdot \mu_B \cdot \gamma_H}{1 - A_2 \cdot \mu_H \cdot \gamma_B} \right)},$$

где:

$A_2$  – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

$\frac{\mu_B}{\mu_H}$  – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\frac{\gamma_H}{\gamma_B}$  – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в

пластовых условиях.

Коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов ( $k_1''$ ) получен по формуле:

$$k_1'' = \exp \left( -W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2} \right),$$

где:

$m_p$  – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной или избирательной системе заводнения, если

соотношение добывающих и нагнетательных скважин  $m \leq 3$ , то  $m_p = 1$ . В случае, когда залежь разрабатывается на естественном активном упруговодогазонапорном или водонапорном режимах без искусственного поддержания пластового давления,  $m_p = 2$ ;

$W$  – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта неколлектора;

$d$  – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

$S$  – нефтеносная площадь залежи, приходящаяся на одну скважину, км<sup>2</sup>.

Как было указано выше, в формуле КИН коэффициент  $K_2$  – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке воды (вытесняющего агента). Его величина зависит от различия физических свойств нефти и воды (вытесняющего агента), проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и воды (рабочего агента) и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

В настоящем отчете расчетные величины коэффициента вытеснения нефти  $K_2$  взяты по результатам определения коэффициента вытеснения нефти водой по скважине №3 м-р Кумдала.

В таблице 3.4.5.1 приведены параметры определения коэффициента вытеснения.

**Таблица 3.3.5.1. - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по скважине №3 м-р Кумдала**

№ обр.	Глубина отбора образца	Открытая пористость	Проницаемость	Ост. Водонасыщенность	Объем образца	Объем пор	Ост. нефть	Кэф.выт.
	м	д.ед.	мД	д.ед.	см3	см3	д.ед.	д.ед
1	2154,35	0,1549	5,969	0,4302	24,021	3,7208	0,444	0,556
2	2154,9	0,1404	3,477	0,5051	24,021	3,3942	0,479	0,521
3	2155,1	0,1437	4,299	0,3883	24,021	3,5418	0,468	0,532
4	2157,1	0,1355	3,198	0,3783	24,021	3,2548	0,491	0,509
5	2161,5	0,1113	1,707	0,4893	24,021	2,7168	0,496	0,504

Для горизонтов Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-6 коэффициент вытеснения принята 0,556 д.ед..

Коэффициент заводнения  $K_3$ , показывающей долю извлечения подвижных запасов нефти, зависит от неоднородности коллекторов по проницаемости скважин, продуктивности скважин, соотношения добывающих и нагнетательных скважин.

### **3.4. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей**

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения Кумдала проводилась в соответствии с требованиями правового акта «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

В данном разделе приводятся основные допущения, принятые в расчетах экономических показателей. Финансирование предполагается за счет средств недропользователя.

#### **Доход по проекту**

Источником дохода настоящего проекта является реализация нефти и газа, добываемых на месторождении. Доход от реализации продукции был определен исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 99,8% от объема добычи нефти.

В расчете приняты условия, что 85% добываемой нефти реализуется на экспорт и 15% на внутренний рынок.

Проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 78300 тг/тонна, на внешнем рынке- 230535 тг/тонна. Проектируемая цена продажи газа на внутреннем рынке 6480 тг/тыс.м3. Эскалация цен составила 2%.

#### **Капитальные затраты**

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения Кумдала производится с использованием укрупненных показателей капитального строительства - в части бурения и обустройства месторождения. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи нефти, газа, закачке воды, подготовке и транспортировке нефти. Капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории Республики Казахстан.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

**Таблица 3.4.1 - Нормативы капитальных вложений.**

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Стоимость единицы тыс. Тг
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>		
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	990 000
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	19 170
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	10 386
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	12 209
<b>Обустройство промысла</b>		
Обустройство добывающих нефтяных скважин	тыс.тг	14 400
Выкидные линии	тыс.тг	14 850
Нагнетательные линии	тыс.тг	18 000
ГЗУ	тыс.тг	67 500
Насосы для закачки	тыс.тг	13 050
ВРП	тыс.тг	22 500
Автомобильные дороги	тыс.тг	62 685
Газопровод	тыс.тг	8 280
Газосепаратор	тыс.тг	66 150
Газотурбинная электростанция	тыс.тг	112 500

**Эксплуатационные затраты**

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (Таблица 3.4.2);
- нормативы для расчета платежей в бюджет (Таблица 3.4.3).

Нормативы производственных и административных затрат определены на основе анализа данных по бюджету недропользователя за 2023 год.

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда;

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой нефти;

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Кодексом РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет», введенного в действие с 01 января 2009г. Законом РК №100-IV ЗРК от 10.12.2008 г. и всеми изменениями, и дополнениями, вступившими в силу на дату

возникновения обязательство по удержанию, начислению и оплате налогов и прочих обязательных платежей в бюджет.

**Таблица 3.4.2 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат и данные по реализации продукции**

<b>Эксплуатационные затраты</b>	<b>Ед.изм.</b>	<b>Значение</b>
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тенге/тонну н.	1473,00
Затраты, зависмые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тенге/скв	3870,00
Затраты производственного характера	тенге/тонну н.	2209,50
Затраты на материалы и химреагенты	тенге/тонну ж.	292,50
Расходы условно-постоянные, зависмые от численности ППП	тыс.тенге/раб. ППП	2970,00
Арендные затраты	тыс.тенге/год	2790,00
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тенге/т.н.	2560,50
Экологические расходы	тенге/тонну ж.	274,50
Затраты на страхование	тыс.тенге/чел	544,50
Затраты на ремонт скважин	тыс.тенге/скв.	1386,00
<b>Затраты на оплату труда ОПП</b>		
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг.	1 031 250
Затраты на обучение персонала (от затрат на добычу)	%	1,00
<b>Затраты на оплату труда АУП</b>		
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника АУП в месяц	тг.	1031250
Общедминистративные затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг./чел	1274,6
Общие и Административные расходы	тыс.тг./год	1274,63

**Таблица 3.4.3 - Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением**

<b>№№ п/п</b>	<b>Показатели</b>	<b>Значение</b>
<b>Налоги отчисления</b>		
1	Налог на имущество, %	1,5
2	Корпоративный подоходный налог, %	25
3	Налог на добычу, %	5
4	Социальный налог, %	9,5%
5	ОСМС, %	3%
6	Налог на сверх прибыль, %	согласно НК
7	Рентный налог, %	согласно НК
8	Экспортная пошлина, \$/т, нефти	По шкале ТК
9	Коэффициент инфляции, %	2

## **4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

### **4.1 Технологические показатели вариантов разработки**

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки приведены ниже в таблицах 4.1 – 4.10 по месторождению в целом и эксплуатационным объектам. Показатели по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П. 4.1 – 4.20. Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях.

КИН по вариантам составляет:

1 вариант - 0,217 д.ед;

2 вариант - 0,366 д.ед;

3 вариант - 0,391 д.ед.



Таблица 4.1.1-Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин поднагнет ед.	Фонд скважин с нач. разр. ед.	Экспл. бурение с нач. разр. тыс. м	Выбегие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагнет. скважин на конец пер. ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти т/сут	жидкости т/сут	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	4	0	4	8,99	0	0	4	4	0	8,8	10,1	0,0
2028	4	4	0	0	0	8	17,98	0	0	8	8	0	11,7	13,3	0,0
2029	4	4	0	0	0	12	26,95	0	0	12	12	0	14,0	15,9	0,0
2030	4	4	0	0	1	16	35,92	0	0	15	15	1	15,9	18,6	140,0
2031	3	3	0	0	2	19	42,52	0	0	16	16	3	17,3	25,8	189,3
2032	2	2	0	0	1	21	46,92	0	0	17	17	4	17,1	28,0	164,3
2033	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	15,0	28,4	167,4
2034	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	13,1	29,3	163,8
2035	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	11,4	30,1	160,2
2036	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	9,9	30,6	156,5
2037	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	8,7	30,9	153,0
2038	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	7,6	31,1	149,4
2039	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	6,6	31,2	145,9
2040	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	5,8	31,1	142,5
2041	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	5,0	31,0	139,1
2042	0	0	0	0	0	21	46,92	1	0	16	16	4	4,7	32,7	135,8
2043	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	16	16	4	4,1	32,4	132,6
2044	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	16	16	4	3,6	32,3	130,3
2045	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	16	16	4	3,1	32,1	128,0
2046	0	0	0	0	0	21	46,92	1	0	15	15	4	2,9	34,0	125,7
2047	0	0	0	0	0	21	46,92	1	0	14	14	4	2,7	38,6	131,6
2048	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	14	14	4	2,4	40,4	136,3
2049	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	14	14	4	2,1	42,1	141,0
2050	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	14	14	4	1,8	43,8	145,6
2051	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	14	14	4	1,6	45,3	150,1
2052	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	14	14	4	1,4	46,8	154,4
2053	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	14	14	4	1,2	48,3	158,5

Таблица 4.1.2-Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Гемп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	11,3	1,2	1,2	14,4	1,5	0,006	13,0	13,0	17,3	17,3	13,5	0,0	0,0	0,0	2,555	2,555
2028	23,5	2,5	2,6	37,9	4,1	0,015	26,7	18,3	44,1	35,6	12,0	0,0	0,0	0,0	5,354	7,909
2029	46,3	5,0	5,2	84,2	9,0	0,033	52,5	30,5	96,5	66,1	11,8	0,0	0,0	0,0	10,517	18,426
2030	67,9	7,3	8,0	152,0	16,3	0,060	79,6	43,1	176,1	109,2	14,7	48,5	48,5	42,1	15,421	33,846
2031	82,1	8,8	10,5	234,1	25,2	0,092	122,0	49,6	298,1	158,8	32,7	196,9	245,4	98,7	18,549	52,396
2032	88,6	9,5	12,7	322,7	34,7	0,127	145,3	49,3	443,4	208,1	39,0	227,8	473,2	99,5	19,988	72,383
2033	82,1	8,8	13,5	404,9	43,5	0,159	155,2	47,6	598,5	255,7	47,1	232,0	705,2	99,7	18,536	90,919
2034	71,6	7,7	13,6	476,5	51,2	0,188	160,5	45,8	759,1	301,5	55,4	227,0	932,3	99,5	16,161	107,080
2035	62,4	6,7	13,8	538,9	57,9	0,212	164,5	44,0	923,6	345,5	62,1	222,0	1154,3	99,4	14,093	121,173
2036	54,4	5,8	13,9	593,3	63,8	0,234	167,4	42,2	1090,9	387,7	67,5	217,0	1371,4	99,2	12,292	133,465
2037	47,5	5,1	14,1	640,8	68,9	0,252	169,2	40,3	1260,2	428,0	72,0	212,1	1583,4	99,1	10,723	144,189
2038	41,4	4,4	14,3	682,2	73,3	0,269	170,2	38,5	1430,4	466,6	75,7	207,1	1790,6	99,0	9,357	153,546
2039	36,1	3,9	14,6	718,3	77,2	0,283	170,5	36,8	1600,9	503,3	78,8	202,3	1992,9	98,8	8,166	161,712
2040	31,5	3,4	14,9	749,8	80,6	0,295	170,3	35,0	1771,2	538,3	81,5	197,5	2190,4	98,7	7,129	168,841
2041	27,5	3,0	15,2	777,3	83,6	0,306	169,5	33,3	1940,7	571,7	83,8	192,8	2383,2	98,7	6,226	175,067
2042	24,0	2,6	15,7	801,3	86,1	0,315	168,3	31,7	2109,0	603,4	85,7	188,3	2571,5	98,6	5,438	180,505
2043	21,0	2,3	16,3	822,3	88,4	0,324	166,8	47,2	2275,8	650,5	87,4	183,8	2755,3	98,5	4,752	185,257
2044	18,3	2,0	17,0	840,6	90,4	0,331	166,2	46,9	2442,0	697,4	89,0	180,6	2935,9	98,4	4,153	189,410
2045	16,0	1,7	17,9	856,7	92,1	0,337	165,3	46,4	2607,3	743,8	90,3	177,5	3113,3	98,4	3,632	193,042
2046	14,0	1,5	19,0	870,7	93,6	0,343	164,1	45,9	2771,3	789,8	91,5	174,3	3287,6	98,3	3,177	196,219
2047	12,3	1,3	20,5	882,9	94,9	0,348	173,9	49,4	2945,2	839,1	93,0	182,4	3470,0	98,4	2,780	198,999
2048	10,7	1,2	22,6	893,6	96,1	0,352	182,0	50,1	3127,2	889,2	94,1	189,0	3659,1	98,4	2,434	201,433
2049	9,4	1,0	25,6	903,0	97,1	0,356	189,7	50,8	3316,9	940,0	95,1	195,5	3854,6	98,4	2,132	203,566
2050	8,2	0,9	30,1	911,2	98,0	0,359	197,2	51,3	3514,1	991,3	95,8	201,9	4056,4	98,5	1,869	205,435
2051	7,2	0,8	37,8	918,5	98,7	0,362	204,3	51,8	3718,5	1043,1	96,5	208,0	4264,5	98,5	1,639	207,074
2052	6,3	0,7	53,3	924,8	99,4	0,364	211,1	52,2	3929,6	1095,3	97,0	214,0	4478,5	98,6	1,438	208,512
2053	5,5	0,6	100,0	930,3	100,0	0,366	217,6	52,6	4147,2	1147,9	97,5	219,7	4698,2	98,6	1,263	209,775

Таблица 4.1.3-Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 2

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консервации	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.звр. ед.	Экспл. бурение с нач.звр. тыс.м ед.	Выбытие скважин		Фондобывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн.скважин на конец пер. ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	доб.в.из бур	нагнет.из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,2	0	0	1	1	0	10,0	12,0	0,0
2028	1	1	0	0	0	2	4,4	0	0	2	2	0	11,4	13,3	0,0
2029	1	1	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	11,7	13,6	0,0
2030	1	1	0	0	0	4	8,8	0	0	4	4	0	11,1	13,0	0,0
2031	1	1	0	0	1	5	11,0	0	0	4	4	1	13,5	17,2	75,1
2032	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	11,5	15,7	75,8
2033	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	10,0	15,1	71,3
2034	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	8,7	14,5	67,0
2035	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	7,5	14,0	63,1
2036	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	6,5	13,4	59,5
2037	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	5,6	12,8	56,1
2038	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	4,9	12,3	52,9
2039	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	4,2	11,7	49,9
2040	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	3,7	11,2	47,2
2041	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	3,2	10,7	44,6
2042	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	2,8	10,2	42,1
2043	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	2,4	9,8	39,8
2044	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	2,1	9,3	37,7
2045	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	1,8	8,9	35,6
2046	0	0	0	0	0	5	11,0	1	0	3	3	1	2,1	11,3	33,7
2047	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,8	10,7	31,9
2048	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,6	10,2	30,2
2049	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,4	9,7	28,6
2050	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,2	9,3	27,1
2051	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,0	8,8	25,7
2052	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	0,9	8,4	24,3
2053	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	0,8	8,0	23,1

Таблица 4.1.4-Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	3,220	2,1	2,1	4,0	2,6	0,010	3,9	3,9	4,9	4,9	16,4	0,0	0,0	0,0	0,638	0,638
2028	5,771	3,7	3,8	9,8	6,3	0,023	6,7	6,7	11,6	11,6	13,9	0,0	0,0	0,0	1,143	1,780
2029	9,654	6,3	6,7	19,4	12,6	0,046	11,3	11,3	22,9	22,9	14,2	0,0	0,0	0,0	1,912	3,692
2030	12,699	8,2	9,4	32,1	20,8	0,077	15,0	15,0	37,8	37,8	15,1	0,0	0,0	0,0	2,514	6,206
2031	15,5	10,0	12,7	47,6	30,8	0,114	19,8	19,8	57,6	57,6	21,8	26,0	26,0	100,0	3,065	9,271
2032	14,9	9,6	13,9	62,5	40,5	0,149	20,3	20,3	77,9	77,9	26,6	26,3	52,3	100,0	2,944	12,215
2033	12,9	8,3	14,0	75,4	48,8	0,180	19,5	19,5	97,4	97,4	33,9	24,7	77,0	100,0	2,552	14,767
2034	11,2	7,2	14,1	86,5	56,1	0,207	18,7	18,7	116,1	116,1	40,4	23,2	100,3	100,0	2,212	16,978
2035	9,7	6,3	14,3	96,2	62,3	0,230	18,0	18,0	134,1	134,1	46,1	21,9	122,2	100,0	1,917	18,895
2036	8,4	5,4	14,4	104,6	67,8	0,250	17,2	17,2	151,3	151,3	51,3	20,6	142,8	100,0	1,661	20,557
2037	7,3	4,7	14,6	111,9	72,5	0,268	16,5	16,5	167,8	167,8	55,9	19,4	162,2	100,0	1,440	21,997
2038	6,3	4,1	14,8	118,2	76,6	0,283	15,8	15,8	183,6	183,6	60,1	18,3	180,6	100,0	1,248	23,245
2039	5,5	3,5	15,1	123,6	80,1	0,296	15,1	15,1	198,7	198,7	63,8	17,3	197,9	100,0	1,082	24,326
2040	4,7	3,1	15,4	128,4	83,2	0,307	14,4	14,4	213,2	213,2	67,2	16,4	214,3	100,0	0,937	25,264
2041	4,1	2,7	15,8	132,5	85,8	0,317	13,8	13,8	227,0	227,0	70,2	15,5	229,7	100,0	0,812	26,076
2042	3,6	2,3	16,2	136,0	88,1	0,325	13,2	13,2	240,1	240,1	73,0	14,6	244,3	100,0	0,704	26,780
2043	3,1	2,0	16,8	139,1	90,1	0,333	12,6	12,6	252,7	252,7	75,5	13,8	258,1	100,0	0,610	27,391
2044	2,7	1,7	17,5	141,8	91,9	0,339	12,0	12,0	264,7	264,7	77,7	13,1	271,2	100,0	0,529	27,920
2045	2,3	1,5	18,4	144,1	93,4	0,345	11,4	11,4	276,1	276,1	79,7	12,4	283,5	100,0	0,458	28,378
2046	2,0	1,3	19,6	146,1	94,7	0,350	10,9	10,9	287,0	287,0	81,6	11,7	295,2	100,0	0,397	28,775
2047	1,7	1,1	21,1	147,8	95,8	0,354	10,4	10,4	297,3	297,3	83,2	11,1	306,3	100,0	0,344	29,120
2048	1,5	1,0	23,1	149,3	96,8	0,357	9,9	9,9	307,2	307,2	84,7	10,5	316,8	100,0	0,298	29,418
2049	1,3	0,8	26,1	150,7	97,6	0,360	9,4	9,4	316,6	316,6	86,1	9,9	326,7	100,0	0,259	29,677
2050	1,1	0,7	30,6	151,8	98,3	0,363	8,9	8,9	325,5	325,5	87,3	9,4	336,1	100,0	0,224	29,901
2051	1,0	0,6	38,2	152,8	99,0	0,365	8,5	8,5	334,1	334,1	88,5	8,9	345,0	100,0	0,194	30,096
2052	0,9	0,6	53,6	153,6	99,5	0,368	8,1	8,1	342,1	342,1	89,5	8,4	353,4	100,0	0,168	30,264
2053	0,7	0,5	100,0	154,4	100,0	0,369	7,7	7,7	349,8	349,8	90,4	8,0	361,4	100,0	0,146	30,410

Таблица 4.1.5-Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин под нагнет с I объекта ед.	Фонд скважин с нач. разр. ед.	Экспл. бурение с нач. разр. тыс. м	Выбегие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагнет. скважин на конец пер. ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,4	0	0	1	1	0	14,0	15,8	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,7	0	0	2	2	0	17,5	19,4	0
2029	1	1	0	0	0	3	7,1	0	0	3	3	0	18,4	20,3	0
2030	1	1	0	0	1	4	9,5	0	0	3	3	1	25,3	31,0	140
2031	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	21,6	28,3	145
2032	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	18,9	27,4	134,2
2033	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	16,5	26,4	124,0
2034	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	14,4	25,3	114,6
2035	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	12,6	24,2	105,8
2036	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	11,0	23,0	97,7
2037	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	9,6	21,8	90,2
2038	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	8,4	20,7	83,2
2039	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	7,3	19,5	76,8
2040	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	6,4	18,4	70,8
2041	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	5,6	17,3	65,3
2042	0	0	0	0	0	4	9,5	1	0	2	2	1	7,3	24,3	60,1
2043	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	6,4	22,8	55,4
2044	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	5,6	23,2	54,5
2045	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	4,9	23,5	53,7
2046	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	4,3	23,8	52,8
2047	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	3,7	23,9	51,9
2048	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	3,3	23,9	51,0
2049	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	2,8	23,8	50,0
2050	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	2,5	23,6	48,9
2051	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	2,2	23,3	47,8
2052	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	1,9	23,0	46,6
2053	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	1,7	22,6	45,3

Таблица 4.1.6-Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопления добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	4,508	2,2	2,2	5,3	2,5	0,009	5,1	5,1	6,2	6,2	11,5	0	0	0	1,104	1,104
2028	8,809	4,2	4,3	14,1	6,8	0,024	9,8	9,8	16,0	16,0	10,1	0	0	0	2,158	3,263
2029	15,169	7,3	7,8	29,3	14,1	0,051	16,8	16,8	32,7	32,7	9,5	0	0	0	3,716	6,979
2030	20,904	10,0	11,7	50,2	24,1	0,087	25,6	25,6	58,3	58,3	18,3	49	49	100	5,121	12,100
2031	20,906	10,0	13,2	71,1	34,2	0,124	27,4	27,4	85,7	85,7	23,6	50	99	100	5,122	17,223
2032	18,262	8,8	13,3	89,3	42,9	0,155	26,5	26,5	112,1	112,1	31,0	47	145	100	4,474	21,697
2033	16,0	7,7	13,4	105,3	50,6	0,183	25,5	25,5	137,6	137,6	37,4	43	188	100	3,908	25,605
2034	13,9	6,7	13,6	119,2	57,3	0,207	24,4	24,4	162,1	162,1	43,0	40	228	100	3,414	29,019
2035	12,2	5,8	13,7	131,4	63,1	0,228	23,3	23,3	185,4	185,4	47,9	37	265	100	2,982	32,001
2036	10,6	5,1	13,9	142,0	68,3	0,247	22,2	22,2	207,6	207,6	52,1	34	299	100	2,605	34,606
2037	9,3	4,5	14,1	151,3	72,7	0,263	21,1	21,1	228,7	228,7	56,0	31	330	100	2,275	36,882
2038	8,1	3,9	14,3	159,4	76,6	0,277	20,0	20,0	248,7	248,7	59,3	29	359	100	1,988	38,869
2039	7,1	3,4	14,6	166,5	80,0	0,290	18,8	18,8	267,5	267,5	62,4	27	385	100	1,736	40,606
2040	6,2	3,0	14,9	172,7	83,0	0,300	17,8	17,8	285,3	285,3	65,1	25	410	100	1,517	42,122
2041	5,4	2,6	15,3	178,1	85,6	0,310	16,7	16,7	302,0	302,0	67,6	23	433	100	1,325	43,447
2042	4,7	2,3	15,8	182,8	87,9	0,318	15,7	15,7	317,6	317,6	69,9	21	453	100	1,157	44,604
2043	4,1	2,0	16,3	187,0	89,8	0,325	14,7	14,7	332,3	332,3	71,9	19	473	100	1,011	45,615
2044	3,6	1,7	17,1	190,6	91,6	0,331	15,0	15,0	347,3	347,3	75,9	19	492	100	0,883	46,498
2045	3,1	1,5	18,0	193,7	93,1	0,337	15,2	15,2	362,4	362,4	79,2	19	510	100	0,771	47,270
2046	2,8	1,3	19,1	196,5	94,4	0,342	15,3	15,3	377,7	377,7	82,0	18	528	100	0,674	47,943
2047	2,4	1,2	20,7	198,9	95,6	0,346	15,4	15,4	393,1	393,1	84,4	18	547	100	0,589	48,532
2048	2,1	1,0	22,8	201,0	96,6	0,349	15,4	15,4	408,5	408,5	86,4	18	564	100	0,514	49,046
2049	1,8	0,9	25,7	202,8	97,5	0,353	15,3	15,3	423,8	423,8	88,0	17	582	100	0,449	49,495
2050	1,6	0,8	30,3	204,4	98,2	0,355	15,2	15,2	439,0	439,0	89,5	17	598	100	0,392	49,887
2051	1,4	0,7	37,9	205,8	98,9	0,358	15,0	15,0	454,0	454,0	90,7	17	615	100	0,343	50,230
2052	1,2	0,6	53,4	207,0	99,5	0,360	14,8	14,8	468,9	468,9	91,7	16	631	100	0,299	50,529
2053	1,1	0,5	100,0	208,1	100,0	0,362	14,5	14,5	483,4	483,4	92,7	16	647	100	0,261	50,791

Таблица 4.1.7-Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин с других объектов ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,2	0	0	1	1	0	9,0	10,4	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,4	0	0	2	2	0	14,7	16,8	0
2029	2	2	0	0	0	4	8,8	0	0	4	4	0	19,2	21,8	0
2030	2	2	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	0	19,6	22,1	0
2031	2	2	0	0	1	8	17,6	0	0	7	7	1	22,2	36,6	347,6
2032	2	2	0	0	1	10	22	0	0	8	8	2	23,4	41,8	223,6
2033	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	20,1	41,8	236,9
2034	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	17,5	44,5	236,6
2035	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	15,2	46,8	235,7
2036	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	13,2	48,6	234,3
2037	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	11,5	50,0	232,6
2038	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	10,0	51,1	230,6
2039	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	8,7	51,9	228,3
2040	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	7,6	52,5	225,8
2041	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	6,6	52,9	223,2
2042	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	5,7	53,0	220,3
2043	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	5,0	53,1	217,4
2044	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	4,3	53,0	214,3
2045	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	3,8	52,7	211,2
2046	0	0	0	0		10	22	0	0	8	8	2	3,3	52,4	208,1
2047	0	0	0	0	0	10	22	1	0	7	7	2	3,3	64,5	221,1
2048	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	2,8	68,3	231,9
2049	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	2,5	72,0	242,6
2050	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	2,1	75,5	253,1
2051	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	1,9	79,0	263,3
2052	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	1,6	82,3	273,1
2053	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	1,4	85,4	282,7

Таблица 4.1.8-Характеристика основных показателей разработки по III объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопления добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	2,898	0,5	0,5	3,7	0,7	0,003	3,4	3,4	4,4	4,4	13,6	0	0	0	0,655	0,655
2028	7,39	1,4	1,4	11,1	2,1	0,008	8,5	0,0	12,9	4,4	12,8	0	0	0	1,671	2,326
2029	19,33	3,6	3,7	30,4	5,7	0,021	22,0	0,0	34,9	4,4	12,0	0	0	0	4,368	6,694
2030	32,32	6,0	6,4	62,7	11,7	0,044	36,5	0,0	71,4	4,4	11,4	0	0	0	7,305	14,000
2031	43,92	8,2	9,3	106,6	19,9	0,074	72,3	0,0	143,7	4,4	39,3	121	121	100	9,926	23,925
2032	53,78	10,0	12,5	160,4	29,9	0,111	96,0	0,0	239,7	4,4	44,0	155	276	100	12,155	36,081
2033	51,69	9,6	13,7	212,1	39,5	0,147	107,6	0,0	347,3	4,4	52,0	164	440	100	11,683	47,763
2034	44,97	8,4	13,9	257,1	47,9	0,178	114,7	0,0	462,0	4,4	60,8	164	604	100	10,163	57,926
2035	39,12	7,3	14,0	296,2	55,2	0,206	120,5	0,0	582,5	4,4	67,5	163	767	100	8,841	66,767
2036	34,03	6,3	14,2	330,2	61,6	0,229	125,2	0,0	707,7	4,4	72,8	163	930	100	7,691	74,458
2037	29,60	5,5	14,4	359,8	67,1	0,250	128,9	0,0	836,5	4,4	77,0	161	1091	100	6,690	81,148
2038	25,75	4,8	14,6	385,6	71,9	0,268	131,7	0,0	968,2	4,4	80,4	160	1251	100	5,820	86,968
2039	22,40	4,2	14,8	408,0	76,0	0,283	133,8	0,0	1102,0	4,4	83,3	158	1410	100	5,063	92,031
2040	19,49	3,6	15,2	427,5	79,7	0,297	135,2	0,0	1237,2	4,4	85,6	157	1566	100	4,404	96,435
2041	16,95	3,2	15,5	444,4	82,8	0,308	136,2	0,0	1373,4	4,4	87,6	155	1721	100	3,831	100,266
2042	14,75	2,7	16,0	459,2	85,6	0,319	136,6	0,0	1510,0	4,4	89,2	153	1874	100	3,333	103,599
2043	12,83	2,4	16,6	472,0	88,0	0,328	136,7	17,1	1646,7	21,5	90,6	151	2024	100	2,899	106,498
2044	11,16	2,1	17,3	483,2	90,1	0,335	136,4	17,1	1783,1	38,6	91,8	149	2173	100	2,522	109,020
2045	9,71	1,8	18,2	492,9	91,9	0,342	135,8	17,0	1919,0	55,5	92,9	146	2320	100	2,194	111,214
2046	8,44	1,6	19,4	501,3	93,4	0,348	135,0	16,9	2054,0	72,4	93,7	144	2464	100	1,909	113,123
2047	7,35	1,4	20,9	508,7	94,8	0,353	145,3	20,8	2199,3	93,2	94,9	153	2617	100	1,660	114,783
2048	6,39	1,2	23,0	515,1	96,0	0,357	153,8	22,0	2353,1	115,1	95,8	161	2778	100	1,444	116,227
2049	5,56	1,0	25,9	520,6	97,0	0,361	162,2	23,2	2515,2	138,3	96,6	168	2946	100	1,256	117,484
2050	4,84	0,9	30,4	525,4	97,9	0,365	170,2	24,3	2685,4	162,6	97,2	176	3122	100	1,093	118,577
2051	4,21	0,8	38,1	529,7	98,7	0,368	177,9	25,4	2863,4	188,0	97,6	183	3304	100	0,951	119,527
2052	3,66	0,7	53,5	533,3	99,4	0,370	185,4	26,5	3048,8	214,5	98,0	189	3494	100	0,827	120,354
2053	3,18	0,6	100,0	536,5	100,0	0,372	192,5	27,5	3241,3	242,0	98,3	196	3690	100	0,719	121,074

Таблица 4.1.9-Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин с других объектов ед.	Фонд скважин с нач.зр. ед.	Экспл. бурение с нач.зр. тыс.м	Выбегие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагнет.скважин на конец пер. ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,22	0	0	1	1	0	2,0	2,3	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,1	3,5	0
2029	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,3	3,9	0
2030	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,0	3,9	0
2031	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,8	3,9	0
2032	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,6	4,0	0
2033	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,5	4,0	0
2034	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,4	4,1	0
2035	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,2	4,2	0
2036	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,1	4,2	0
2037	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,0	4,3	0
2038	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,9	4,3	0
2039	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,8	4,4	0
2040	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,7	4,4	0
2041	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,6	4,4	0
2042	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,5	4,4	0
2043	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,5	4,4	0
2044	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,4	4,5	0
2045	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,3	4,5	0
2046	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,3	4,5	0
2047	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,2	4,5	0
2048	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,1	4,5	0
2049	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,1	4,5	0
2050	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,0	4,4	0
2051	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,0	4,4	0
2052	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	0,9	4,4	0
2053	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	0,9	4,4	0

Таблица 4.9.10-Характеристика основных показателей разработки по IV объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопления добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	0,6	2,1	2,1	1,4	4,5	0,013	0,7	0,7	1,8	1,8	11,4	0	0	0	0,158	0,158
2028	1,6	5,0	5,2	3,0	9,5	0,028	1,8	1,8	3,6	3,6	12,0	0	0	0	0,382	0,540
2029	2,1	6,8	7,5	5,1	16,2	0,048	2,5	2,5	6,1	6,1	15,3	0	0	0	0,521	1,060
2030	2,0	6,2	7,4	7,1	22,5	0,067	2,5	2,5	8,6	8,6	22,4	0	0	0	0,480	1,540
2031	1,8	5,7	7,3	8,8	28,2	0,083	2,5	2,5	11,1	11,1	28,4	0	0	0	0,437	1,977
2032	1,7	5,4	7,5	10,5	33,5	0,099	2,5	2,5	13,6	13,6	33,6	0	0	0	0,414	2,391
2033	1,6	5,1	7,7	12,1	38,7	0,114	2,6	2,6	16,2	16,2	38,3	0	0	0	0,393	2,784
2034	1,5	4,8	7,9	13,7	43,5	0,129	2,6	2,6	18,9	18,9	42,5	0	0	0	0,373	3,156
2035	1,4	4,6	8,1	15,1	48,1	0,142	2,7	2,7	21,6	21,6	46,3	0	0	0	0,353	3,509
2036	1,4	4,4	8,4	16,5	52,5	0,155	2,7	2,7	24,3	24,3	49,8	0	0	0	0,335	3,845
2037	1,3	4,1	8,7	17,8	56,6	0,168	2,8	2,8	27,0	27,0	52,9	0	0	0	0,318	4,162
2038	1,2	3,9	9,0	19,0	60,5	0,179	2,8	2,8	29,8	29,8	55,8	0	0	0	0,301	4,464
2039	1,2	3,7	9,4	20,2	64,2	0,190	2,8	2,8	32,6	32,6	58,4	0	0	0	0,286	4,749
2040	1,1	3,5	9,9	21,3	67,7	0,201	2,8	2,8	35,5	35,5	60,8	0	0	0	0,271	5,021
2041	1,0	3,3	10,4	22,3	71,1	0,210	2,8	2,8	38,3	38,3	63,1	0	0	0	0,257	5,278
2042	1,0	3,2	11,0	23,3	74,3	0,220	2,9	2,9	41,2	41,2	65,1	0	0	0	0,244	5,521
2043	0,9	3,0	11,7	24,3	77,3	0,229	2,9	2,9	44,0	44,0	67,1	0	0	0	0,231	5,753
2044	0,9	2,9	12,5	25,1	80,1	0,237	2,9	2,9	46,9	46,9	68,8	0	0	0	0,219	5,972
2045	0,8	2,7	13,6	26,0	82,8	0,245	2,9	2,9	49,8	49,8	70,5	0	0	0	0,208	6,180
2046	0,8	2,6	14,9	26,8	85,4	0,253	2,9	2,9	52,6	52,6	72,0	0	0	0	0,197	6,377
2047	0,8	2,4	16,7	27,6	87,8	0,260	2,9	2,9	55,5	55,5	73,5	0	0	0	0,187	6,564
2048	0,7	2,3	18,9	28,3	90,1	0,267	2,9	2,9	58,4	58,4	74,8	0	0	0	0,177	6,742
2049	0,7	2,2	22,2	29,0	92,3	0,273	2,9	2,9	61,3	61,3	76,1	0	0	0	0,168	6,910
2050	0,7	2,1	27,0	29,6	94,4	0,279	2,9	2,9	64,1	64,1	77,2	0	0	0	0,160	7,070
2051	0,6	2,0	35,1	30,2	96,4	0,285	2,9	2,9	67,0	67,0	78,3	0	0	0	0,151	7,221
2052	0,6	1,9	51,3	30,8	98,2	0,291	2,8	2,8	69,8	69,8	79,4	0	0	0	0,144	7,364
2053	0,6	1,8	100,0	31,4	100,0	0,296	2,8	2,8	72,6	72,6	80,4	0	0	0	0,136	7,501

## 4.2. Экономические показатели вариантов разработки

Технико-экономический анализ в настоящей работе проводился на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемую в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.

Для оценки эффективности проекта использовались следующие экономические критерии эффективности:

- суммарный поток денежной наличности государства;
- суммарный поток денежной наличности недропользователя;
- дисконтированный поток денежной наличности недропользователя;
- период окупаемости вложенных средств недропользователя;

В систему оценочных показателей так же включены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти, газа;

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.4, по альтернативным вариантам экономические показатели приведены в табличных приложениях 4.2.1-4.2.8.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению Вариант 2

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Количество	Стоимость единицы без НДС тыс. Тг	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	-	2052
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>														
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	17	990 000	<b>16 830 000</b>	-	3 960 000	3 960 000	3 960 000	2 970 000	1 980 000	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	17	19 170	<b>325 890</b>	-	76 680	76 680	76 680	57 510	38 340	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	4	10 386	<b>41 544</b>	-	-	-	10 386	20 772	10 386	-	-	-	-
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	4	12 209	<b>48 834</b>	48 834	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого строительство скважин (подземное строительство)</b>				<b>17 246 268</b>	<b>48 834</b>	<b>4 036 680</b>	<b>4 036 680</b>	<b>4 047 066</b>	<b>3 048 282</b>	<b>2 028 726</b>	-	-	-	-
Итого с инфляцией				<b>19 199 767</b>	48 834	4 198 147	4 366 073	4 552 399	3 566 059	2 468 255	-	-	-	-
<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>														
<b>Обустройство промысла</b>														
Обустройство добывающих нефтяных скважин	тыс.тг	21	14 400	<b>302 400</b>	57 600	57 600	57 600	57 600	43 200	28 800	-	-	-	-
Выкидные линии	тыс.тг	13	14 850	<b>185 625</b>	59 400	29 700	29 700	29 700	22 275	14 850	-	-	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	2	18 000	<b>36 000</b>	-	-	-	9 000	18 000	9 000	-	-	-	-
ГЗУ	тыс.тг	1	67 500	<b>67 500</b>	67 500	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Насосы для закачки	тыс.тг	2	13 050	<b>26 100</b>	-	-	-	26 100	-	-	-	-	-	-
ВРП	тыс.тг	1	22 500	<b>22 500</b>	-	-	-	22 500	-	-	-	-	-	-
Автомобильные дороги	тыс.тг	6	62 685	<b>394 916</b>	75 222	75 222	75 222	75 222	56 417	37 611	-	-	-	-
Газопровод	тыс.тг	15	8 280	<b>124 200</b>	62 100	62 100	-	-	-	-	-	-	-	-
Газосепаратор	тыс.тг	1	66 150	<b>66 150</b>	66 150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Газотурбинная электростанция	тыс.тг	2	112 500	<b>225 000</b>	112 500	112 500	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ВСЕГО надземное строительство</b>	тыс.тг			<b>1 450 391</b>	<b>500 472</b>	<b>337 122</b>	<b>162 522</b>	<b>220 122</b>	<b>139 892</b>	<b>90 261</b>	-	-	-	-
<b>Итого с инфляцией</b>	тыс.тг			1 547 940	500 472	350 607	175 784	247 607	163 653	109 816	-	-	-	-
<b>ВСЕГО</b>	тыс.тг			<b>18 696 659</b>	<b>549 306</b>	<b>4 373 812</b>	<b>4 199 212</b>	<b>4 267 188</b>	<b>3 188 174</b>	<b>2 118 987</b>	-	-	-	-
<b>Всего с учетом инфляции</b>	тыс.тг			<b>20 747 707</b>	<b>549 306</b>	<b>4 548 754</b>	<b>4 541 857</b>	<b>4 800 016</b>	<b>3 729 712</b>	<b>2 578 072</b>	-	-	-	-

Таблица 4.2.2 - Доход от реализации в целом по месторождению. Вариант 2

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
<b>Продажа продукции по направлениям</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	<b>787</b>	10	20	39	58	70	75	70	61	53	46	40	35
на внутренний рынок	тыс. тонн	<b>138,81</b>	1,69	3,52	6,93	10	12	13	12	11	9	8	7	6
Товарного газа														
на экспорт	млн.м3	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	млн.м3	<b>209,24</b>	2,53	5,33	10,50	15	19	20	19	16	14	12	11	9
<b>Цена реализации продукции</b>														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн	<b>392 900,31</b>	230 535,00	239 756,40	249 346,66	259 321	269 693	280 481	291 700	303 368	315 503	328 123	341 248	354 898
на внутренний рынок	тг/тонн	<b>133 446,52</b>	78 300,00	81 432,00	84 689,28	88 077	91 600	95 264	99 074	103 037	107 159	111 445	115 903	120 539
Товарного газа														
на экспорт	тг/тыс.м3	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	<b>11 043,85</b>	6 480,00	6 739,20	7 008,77	7 289	7 581	7 884	8 199	8 527	8 868	9 223	9 592	9 976
<b>Производственная прибыль от реализации</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг	<b>262 763 895,00</b>	2 203 993,21	4 786 220,93	9 788 707,58	14 933 508	18 779 694	21 082 339	20 324 731	18 424 457	16 704 519	15 147 759	13 738 651	12 463 151
на внутренний рынок	тыс.тг	<b>15 749 360,23</b>	132 101,42	286 873,19	586 708,77	895 074	1 125 604	1 263 619	1 218 210	1 104 312	1 001 224	907 916	823 458	747 008
Товарного газа														
на экспорт	тыс.тг	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тыс.тг	<b>1 964 083,94</b>	16 425,17	35 945,49	73 571,29	112 259	140 463	157 425	151 815	137 639	124 805	113 186	102 666	93 142
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.тг	<b>280 477 339,17</b>	<b>2 352 519,80</b>	<b>5 109 039,61</b>	<b>10 448 987,64</b>	<b>15 940 841</b>	<b>20 045 762</b>	<b>22 503 822</b>	<b>21 694 755</b>	<b>19 666 408</b>	<b>17 830 548</b>	<b>16 168 861</b>	<b>14 664 775</b>	<b>13 303 300</b>

Продолжение таблицы 4.2.2

<b>Производственный доход</b>	<b>Ед.изм</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>	<b>2051</b>	<b>2052</b>
<b>Продажа продукции по направлениям</b>																
Нефти																
на экспорт	тыс. тонн	31	27	23	20	18	16	14	12	10	9	8	7	6	5	5
на внутренний рынок	тыс. тонн	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Товарного газа																
на экспорт	млн.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	млн.м3	8	7	6	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1
<b>Цена реализации продукции</b>																
Нефти																
на экспорт	тг/тонн	369 094	383 858	399 212	415 181	431 788	449 059	467 022	485 702	505 131	525 336	546 349	568 203	590 931	614 569	639 151
на внутренний рынок	тг/тонн	125 361	130 375	135 590	141 014	146 654	152 521	158 621	164 966	171 565	178 428	185 565	192 987	200 707	208 735	217 084
Товарного газа																
на экспорт	тг/тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	10 375	10 790	11 221	11 670	12 137	12 622	13 127	13 652	14 198	14 766	15 357	15 971	16 610	17 275	17 966
<b>Производственная прибыль от реализации</b>																
Нефти																
на экспорт	тыс.тг	11 308 548	10 263 344	9 317 135	8 460 508	7 684 943	6 982 735	6 346 910	5 771 159	5 249 771	4 777 581	4 349 915	3 962 542	3 611 637	3 293 734	3 005 702
на внутренний рынок	тыс.тг	677 804	615 157	558 444	507 100	460 615	418 526	380 417	345 908	314 657	286 355	260 722	237 504	216 472	197 418	180 154
Товарного газа	тыс.тг															
на экспорт	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тыс.тг	84 517	76 707	69 635	63 229	57 428	52 173	47 412	43 100	39 192	35 650	32 441	29 531	26 894	24 502	22 332
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.тг	<b>1207869</b>	<b>1055209</b>	<b>945214</b>	<b>903837</b>	<b>820286</b>	<b>745345</b>	<b>6774739</b>	<b>6160166</b>	<b>5603620</b>	<b>5099587</b>	<b>4643078</b>	<b>4229578</b>	<b>3855002</b>	<b>3515654</b>	<b>3208188</b>

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению. Вариант 2

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>										
Затраты на э/энергию	тыс.тг	199 165,5	16 600,7	36 050,3	73 729,6	112 480,8	141 450,6	158 794,4	153 088,0	138 775,0
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	2483 180,1	15 480,0	32 198,4	50 229,5	65 298,4	72 437,6	80 043,6	83 245,3	86 575,2
Затраты производственного характера	тыс.тг	2968 748,2	24 901,1	54 075,5	110 594,4	168 721,1	212 176,0	238 191,6	229 632,0	208 162,4
Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тг	2275 993,9	3 810,3	8 136,7	16 604,0	26 174,3	41 731,5	51 709,1	57 433,4	61 791,1
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг	2934 273,4	17 820,0	18 532,8	41 760,6	63 476,1	81 650,3	95 756,7	99 586,9	103 570,4
Арендные затраты	тыс.тг	131 365,0	2 790,0	2 901,6	3 017,7	3 138,4	3 263,9	3 394,5	3 530,2	3 671,4
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	3440 361,9	28 856,8	62 665,9	128 163,3	195 524,1	245 882,1	276 030,6	266 111,3	241 231,0
Экологические расходы	тыс.тг	2135 932,8	3 575,9	7 636,0	15 582,3	24 563,6	39 163,4	48 527,0	53 899,1	57 988,6
Затраты на страхование	тыс.тг	537 950,1	3 267,0	3 397,7	7 656,1	11 637,3	14 969,2	17 555,4	18 257,6	18 987,9
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	889 325,0	5 544,0	11 531,5	17 989,2	23 385,9	25 942,8	28 666,8	29 813,4	31 006,0
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	7108 250,0	74 250,0	74 250,0	160 875,0	235 125,0	290 812,5	327 937,5	327 937,5	327 937,5
Выбытие скважин	тыс.тг	75 199,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	26954 745,5	196 895,8	311 376,4	626 201,6	929 525,0	1 169 480,0	1 326 607,1	1 322 534,8	1 279 696,5
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	1489 455,0	14 478,8	14 478,8	33 783,8	49 376,3	61 070,6	68 866,9	68 866,9	68 866,9
Налог на имущество	тыс.тг	1875 791,4	7 131,6	69 231,5	121 711,9	170 132,5	196 278,3	202 544,2	172 115,3	146 262,6
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	13581 030,9	113 912,8	247 381,5	505 942,4	771 858,7	970 636,4	1 089 643,0	1 050 487,1	952 271,6
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	43901 022,8	332 418,9	642 468,2	1 287 639,6	1 920 892,4	2 397 465,3	2 687 661,2	2 614 004,2	2 447 097,6
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказанию услуг</b>										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	28391 088,1	238 136,8	517 141,1	1 057 649,3	1 613 534,3	2 029 106,6	2 277 902,5	2 196 044,6	1 990 724,0
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	50197 051,2	242 439,3	670 070,9	1 370 419,1	2 090 691,2	3 004 751,1	3 373 174,2	3 251 956,9	3 132 157,7
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	36758 943,3	279 640,0	628 829,8	1 324 938,1	1 943 563,5	2 506 806,4	2 705 937,3	2 665 135,7	2 459 684,9
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс.тг	115347 082,5	760 216,1	1 816 041,8	3 753 006,5	5 647 788,9	7 540 664,1	8 357 014,1	8 113 137,2	7 582 566,6
<b>Общие административные расходы</b>										
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	10298 468,4	69 349,5	77 425,9	139 563,3	222 556,0	289 974,3	342 661,3	356 367,8	370 622,5
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	7221 722,6	49 500,0	51 480,0	93 693,6	153 122,1	202 678,0	240 897,3	250 533,2	260 554,5
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	1515 047,0	9 652,5	10 038,6	19 675,7	32 155,6	42 562,4	50 588,4	52 612,0	54 716,4
Общедминистративные затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг	743 837,4	5 098,5	5 302,4	9 650,4	15 771,6	20 875,8	24 812,4	25 804,9	26 837,1
Другие административные расходы	тыс.тг	817 861,4	5 098,5	10 604,9	16 543,6	21 506,7	23 858,1	26 363,2	27 417,7	28 514,4
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг	1494 911,5	0,0	15 123,1	161 659,3	175 624,5	192 463,0	164 035,9	129 288,3	40 840,0
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	103 738,5	0,0	2 746,5	22 743,8	22 709,3	24 000,0	18 648,6	12 890,4	0,0
Затраты на обучение	тыс.тг	454 001,4	0,0	2 457,3	45 095,2	49 922,7	54 819,2	47 355,4	37 948,6	13 225,3
НИОКР	тыс.тг	454 001,4	0,0	2 457,3	45 095,2	49 922,7	54 819,2	47 355,4	37 948,6	13 225,3
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	483 170,1	0,0	7 462,0	48 725,1	53 069,7	58 824,5	50 676,6	40 500,7	14 389,3
<b>Итого непроизводственные затраты</b>	тыс.тг	12714 046,4	829 565,6	1 908 590,9	4 054 229,1	6 045 969,5	8 023 101,3	8 863 711,3	8 598 793,3	7 994 029,1
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг	17104 148,2	1 161 985	2 551 059,1	5 341 868,7	7 966 861,9	10 420 566,7	11 551 372,5	11 212 797,4	10 441 126,7
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс.тг									
Производственный доход	тыс.тг	28047 339,2	2 352 519,8	5 109 039,6	10 448 987,6	15 940 841,4	20 045 762,0	22 503 382,2	21 694 755,0	19 666 408,2
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	17104 148,2	1 161 984,5	2 551 059,1	5 341 868,7	7 966 861,9	10 420 566,7	11 551 372,5	11 212 797,4	10 441 126,7
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг	10943 884,0	1 190 535,3	2 557 980,5	5 107 118,9	7 973 979,5	9 625 195,4	10 952 009,7	10 481 957,6	9 225 281,5
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	20162 875,8	21 321,6	145 312,4	498 624,7	1 088 316,1	1 687 709,0	2 132 665,9	1 975 355,2	1 720 974,7
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг	8927 2978,2	1 169 213,7	2 412 668,2	4 608 494,3	6 885 663,4	7 937 486,4	8 819 343,8	8 506 602,4	7 504 306,8
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	20339 804,0	88 335,9	758 883,6	1 327 443,4	1 846 193,1	2 127 119,9	2 193 561,9	1 863 627,1	1 583 407,6
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	89096 050,0	1 102 199,4	1 799 096,9	3 779 675,5	6 127 786,4	7 498 075,4	8 758 447,8	8 618 330,5	7 641 873,9
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	89096 050,0	1 102 199,4	1 799 096,9	3 779 675,5	6 127 786,4	7 498 075,4	8 758 447,8	8 618 330,5	7 641 873,9
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	17819 210,0	220 439,9	359 819,4	755 935,1	1 225 557,3	1 499 615,1	1 751 689,6	1 723 666,1	1 528 374,8
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг	71437 68,2	948 773,8	2 052 848,8	3 852 559,1	5 660 106,1	6 437 871,3	7 067 654,2	6 782 936,3	5 975 932,0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	4772 475,8	139 443,6	86 018,58960	201 723,6	422 000,6	465 044,4	629 848,2	662 390,7	546 523,4
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПАТ</b>	тыс.тг	66681 292,4	809 330,2	1 966 830,2	3 650 835,5	5 238 105,5	5 972 826,8	6 437 806,1	6 120 545,5	5 429 408,6

Продолжение таблицы 4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
I	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>										
Затраты на э/энергию	тыс.тг	125 820,2	114 094,5	103 481,0	93 873,8	85 177,2	77 304,6	70 177,6	63 725,4	57 883,8
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	90 038,2	93 639,7	97 385,3	101 280,7	105 331,9	109 545,2	113 927,0	111 514,4	115 975,0
Затраты производственного характера	тыс.тг	188 730,3	171 141,8	155 221,5	140 810,7	127 765,8	115 956,9	105 266,5	95 588,2	86 825,7
Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тг	65 860,1	69 673,3	73 260,3	76 648,2	79 861,3	82 921,6	85 849,2	88 662,2	91 376,9
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг	107 713,2	112 021,8	116 502,6	121 162,7	126 009,2	131 049,6	136 291,6	133 720,1	139 068,9
Арендные затраты	тыс.тг	3 818,3	3 971,0	4 129,9	4 295,1	4 466,9	4 645,6	4 831,4	5 024,6	5 225,6
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	218 711,9	198 329,3	179 879,9	163 179,8	148 062,6	134 377,7	121 989,1	110 773,2	100 618,8
Экологические расходы	тыс.тг	61 807,2	65 385,7	68 752,0	71 931,4	74 946,8	77 818,8	80 566,2	83 206,1	85 753,7
Затраты на страхование	тыс.тг	19 747,4	20 537,3	21 358,8	22 213,2	23 101,7	24 025,8	24 986,8	24 515,3	25 496,0
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	32 246,2	33 536,1	34 877,5	36 272,6	37 723,5	39 232,5	40 801,8	39 937,7	41 535,2
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	327 937,5	327 937,5	327 937,5	327 937,5	327 937,5	327 937,5	327 937,5	309 375,0	309 375,0
Выбытие скважин	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22 205,6	0,0
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>1 242 430,5</b>	<b>1 210 267,9</b>	<b>1 182 786,2</b>	<b>1 159 605,6</b>	<b>1 140 384,3</b>	<b>1 124 815,7</b>	<b>1 112 624,7</b>	<b>1 088 247,9</b>	<b>1 059 134,6</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	68 866,9	68 866,9	68 866,9	68 866,9	68 866,9	68 866,9	68 866,9	64 968,8	64 968,8
Налог на имущество	тыс.тг	124 296,6	105 632,2	89 772,4	76 295,3	64 842,6	55 109,9	46 838,7	39 809,3	33 835,3
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	863 376,7	782 915,5	710 085,7	644 161,3	584 485,4	530 463,8	481 558,7	437 283,6	397 198,2
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>2 298 970,7</b>	<b>2 167 682,4</b>	<b>2 051 511,1</b>	<b>1 948 929,0</b>	<b>1 885 792,2</b>	<b>1 779 256,3</b>	<b>1 709 888,9</b>	<b>1 630 309,6</b>	<b>1 555 136,9</b>
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказанию услуг</b>										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	1 804 888,3	1 636 683,6	1 484 432,5	1 346 617,3	1 221 864,9	1 108 932,8	1 006 696,9	914 140,1	830 342,0
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	2 839 768,3	2 575 119,0	2 610 343,7	2 367 998,6	2 374 795,0	2 155 302,3	1 956 598,4	1 861 311,7	1 690 687,5
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 263 427,1	1 973 547,5	1 811 700,3	1 817 333,3	1 585 551,1	1 564 135,9	1 365 320,6	1 192 107,3	1 161 317,3
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс.тг	<b>6 908 083,7</b>	<b>6 185 350,0</b>	<b>5 906 476,5</b>	<b>5 531 949,2</b>	<b>5 182 211,1</b>	<b>4 828 371,0</b>	<b>4 328 616,0</b>	<b>3 967 559,0</b>	<b>3 682 346,8</b>
<b>Общие административные расходы</b>										
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>385 447,4</b>	<b>400 865,3</b>	<b>416 899,9</b>	<b>433 575,9</b>	<b>450 918,9</b>	<b>468 955,7</b>	<b>487 713,9</b>	<b>475 664,5</b>	<b>494 691,1</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	270 976,7	281 815,7	293 088,4	304 811,9	317 004,4	329 684,6	342 871,9	334 300,1	347 672,1
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	56 905,1	59 181,3	61 548,6	64 010,5	66 570,9	69 233,8	72 003,1	70 203,0	73 011,2
Общедминистративные затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг	27 910,6	29 027,0	30 188,1	31 395,6	32 651,5	33 957,5	35 315,8	34 432,9	35 810,2
Другие административные расходы	тыс.тг	29 655,0	30 841,2	32 074,9	33 357,9	34 692,2	36 079,9	37 523,0	36 728,4	38 197,6
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг	<b>38 799,3</b>	<b>37 660,9</b>	<b>36 684,6</b>	<b>35 850,4</b>	<b>35 146,7</b>	<b>34 563,0</b>	<b>34 090,1</b>	<b>33 719,6</b>	<b>32 984,6</b>
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на обучение	тыс.тг	12 797,0	12 424,3	12 102,7	11 827,9	11 596,1	11 403,8	11 248,2	11 126,2	10 882,5
НИОКР	тыс.тг	12 797,0	12 424,3	12 102,7	11 827,9	11 596,1	11 403,8	11 248,2	11 126,2	10 882,5
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	13 205,4	12 812,3	12 479,3	12 194,7	11 954,6	11 755,3	11 593,8	11 467,1	11 219,7
<b>Итого непроизводственные затраты</b>	тыс.тг	<b>7 332 330,3</b>	<b>6 623 876,2</b>	<b>6 360 061,0</b>	<b>6 001 375,5</b>	<b>5 668 276,7</b>	<b>5 331 889,7</b>	<b>4 850 420,0</b>	<b>4 476 943,2</b>	<b>4 210 022,5</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг	<b>9 631 301,0</b>	<b>8 791 558,6</b>	<b>8 411 572,1</b>	<b>7 950 304,5</b>	<b>7 526 855,8</b>	<b>7 111 146,0</b>	<b>6 560 308,9</b>	<b>6 107 252,8</b>	<b>5 765 159,4</b>
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс.тг									
Производственный доход	тыс.тг	17 830 548,2	16 168 860,7	14 664 775,4	13 303 299,8	12 070 868,8	10 955 208,6	9 945 214,0	9 030 837,0	8 202 985,9
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	9 631 301,0	8 791 558,6	8 411 572,1	7 950 304,5	7 526 855,8	7 111 146,0	6 560 308,9	6 107 252,8	5 765 159,4
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг	<b>8 199 247,2</b>	<b>7 377 302,1</b>	<b>6 253 203,3</b>	<b>5 352 995,3</b>	<b>4 544 012,9</b>	<b>3 844 062,6</b>	<b>3 384 905,1</b>	<b>2 923 584,2</b>	<b>2 437 826,5</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	1 499 691,1	1 307 160,7	1 139 616,7	993 791,0	866 846,9	756 321,5	660 075,6	576 250,9	503 232,3
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг	<b>6 699 556,1</b>	<b>6 070 141,4</b>	<b>5 113 586,6</b>	<b>4 359 204,4</b>	<b>3 677 166,1</b>	<b>3 087 741,1</b>	<b>2 724 829,4</b>	<b>2 347 333,3</b>	<b>1 934 594,2</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	1 345 389,9	1 143 201,5	971 436,3	825 507,1	701 520,8	596 172,5	506 656,4	430 590,3	365 951,1
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	6 853 857,3	6 234 100,7	5 281 767,0	4 527 488,2	3 842 492,1	3 247 890,2	2 878 248,6	2 492 993,8	2 071 875,4
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	6 853 857,3	6 234 100,7	5 281 767,0	4 527 488,2	3 842 492,1	3 247 890,2	2 878 248,6	2 492 993,8	2 071 875,4
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 370 771,5	1 246 820,1	1 056 353,4	905 497,6	768 498,4	649 578,0	575 649,7	498 598,8	414 375,1
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг	<b>5 328 784,6</b>	<b>4 823 321,3</b>	<b>4 057 233,2</b>	<b>3 453 706,7</b>	<b>2 908 667,7</b>	<b>2 438 163,1</b>	<b>2 149 179,7</b>	<b>1 848 734,5</b>	<b>1 520 219,1</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	471 916,8	433 934,0	275 884,7	191 926,1	119 970,6	60 033,1	40 175,9	23 528,5	2 112,9
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг	<b>4 856 867,8</b>	<b>4 389 387,2</b>	<b>3 781 348,5</b>	<b>3 261 780,6</b>	<b>2 788 697,0</b>	<b>2 378 130,0</b>	<b>2 109 003,7</b>	<b>1 825 206,0</b>	<b>1 518 106,2</b>

Продолжение таблицы 4.2.3

Составляющие	Едизм	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
I	2	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>											
Затраты на э/энергию	тыс. тг	52 594,7	47 805,6	43 469,0	39 541,8	35 985,2	32 764,0	29 846,3	27 203,2	24 808,8	22 639,3
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс. тг	120 614,0	125 438,6	122 302,6	118 715,1	123 463,7	128 402,2	114 461,4	79 359,9	61 900,7	64 376,7
Затраты производственного характера	тыс. тг	78 892,1	71 708,4	65 203,5	59 312,7	53 977,9	49 146,0	44 769,4	40 804,8	37 213,1	33 958,9
Затраты на материалы и химреагенты	тыс. тг	94 697,8	97 941,4	101 112,8	111 443,7	121 284,2	131 529,4	142 172,4	153 209,0	164 638,2	176 461,2
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс. тг	144 631,6	150 416,9	147 047,5	143 168,0	148 894,7	154 850,5	139 083,9	98 969,2	79 175,3	82 342,4
Арендные затраты	тыс. тг	5 434,6	5 652,0	5 878,1	6 113,2	6 357,8	6 612,1	6 876,6	7 151,6	7 437,7	7 735,2
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тг	91 424,8	83 100,0	75 561,7	68 735,1	62 552,8	56 953,3	51 881,5	47 287,1	43 124,8	39 353,6
Экологические расходы	тыс. тг	88 870,3	91 914,3	94 890,5	104 585,6	113 820,5	123 435,3	133 423,3	143 780,8	154 506,6	165 602,0
Затраты на страхование	тыс. тг	26 515,8	27 576,4	26 958,7	26 247,5	27 297,4	28 389,3	25 498,7	18 144,3	14 515,5	15 096,1
Затраты на ремонт скважин	тыс. тг	43 196,6	44 924,5	43 801,4	42 516,6	44 217,2	45 985,9	40 993,1	28 421,9	22 169,1	23 055,9
Затраты на оплату труда ОПП	тыс. тг	309 375,0	309 375,0	290 812,5	272 250,0	272 250,0	272 250,0	235 125,0	160 875,0	123 750,0	123 750,0
Выбытие скважин	тыс. тг	0,0	0,0	25 977,5	27 016,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс. тг	<b>1 056 247,3</b>	<b>1 055 853,1</b>	<b>1 043 015,7</b>	<b>1 019 645,8</b>	<b>1 010 101,3</b>	<b>1 030 318,1</b>	<b>964 131,6</b>	<b>805 206,9</b>	<b>733 239,8</b>	<b>754 371,2</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц. налог)	тыс. тг	64 968,8	64 968,8	61 070,6	57 172,5	57 172,5	57 172,5	49 376,3	33 783,8	25 987,5	25 987,5
Налог на имущество	тыс. тг	28 758,0	24 442,8	20 775,2	17 658,1	15 008,8	12 757,0	10 843,1	9 216,3	7 833,7	6 658,5
НДПИ на добычу нефти	тыс. тг	360 904,2	328 041,2	298 283,1	271 334,8	246 929,2	224 824,8	204 803,0	186 666,0	170 234,7	155 347,2
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс. тг	<b>1 510 878,3</b>	<b>1 473 305,8</b>	<b>1 423 144,7</b>	<b>1 365 811,2</b>	<b>1 329 211,8</b>	<b>1 325 072,4</b>	<b>1 229 153,9</b>	<b>1 034 873,0</b>	<b>937 295,7</b>	<b>942 364,4</b>
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказанию услуг</b>											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс. тг	754 469,9	685 770,4	623 561,6	567 226,7	516 207,6	469 999,2	428 144,4	390 229,8	355 881,1	324 759,8
Рентный налог на экспорт нефти	тыс. тг	1 606 029,1	1 586 727,6	1 442 789,6	1 364 940,4	1 242 171,1	1 174 477,0	1 149 137,3	1 047 374,6	1 053 995,0	961 824,6
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тг	1 014 617,8	978 493,4	941 061,2	823 117,6	781 658,3	684 315,4	646 472,4	607 815,6	532 994,8	499 420,9
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс. тг	<b>3 375 116,8</b>	<b>3 250 991,3</b>	<b>3 007 412,4</b>	<b>2 755 284,7</b>	<b>2 540 037,0</b>	<b>2 328 791,5</b>	<b>2 223 754,1</b>	<b>2 045 419,9</b>	<b>1 942 870,9</b>	<b>1 786 005,4</b>
<b>Общие административные расходы</b>											
<b>Административные расходы</b>	тыс. тг	<b>514 478,7</b>	<b>535 057,9</b>	<b>519 541,9</b>	<b>501 928,5</b>	<b>522 005,7</b>	<b>542 885,9</b>	<b>478 222,9</b>	<b>317 684,7</b>	<b>236 965,2</b>	<b>246 443,8</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс. тг	361 579,0	376 042,2	365 011,6	352 496,9	366 596,8	381 260,7	335 509,4	222 046,2	164 948,6	171 546,6
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тг	75 931,6	78 968,9	76 652,4	74 024,4	76 985,3	80 064,7	70 457,0	46 629,7	34 639,2	36 024,8
Общедминистративные затраты на 1 го работника АУП	тыс. тг	37 242,6	38 732,3	37 596,2	36 307,2	37 759,5	39 269,9	34 557,5	22 870,8	16 989,7	17 669,3
Другие административные расходы	тыс. тг	39 725,5	41 314,5	40 281,6	39 100,0	40 664,0	42 290,6	37 699,1	26 138,0	20 387,6	21 203,2
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс. тг	<b>32 103,9</b>	<b>32 008,5</b>	<b>31 995,7</b>	<b>31 610,4</b>	<b>30 905,5</b>	<b>30 612,1</b>	<b>31 215,7</b>	<b>29 236,1</b>	<b>24 448,6</b>	<b>22 241,7</b>
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс. тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на обучение	тыс. тг	10 591,3	10 562,5	10 558,5	10 430,2	10 196,5	10 101,0	10 303,2	9 641,3	8 052,1	7 332,4
НИОКР	тыс. тг	10 591,3	10 562,5	10 558,5	10 430,2	10 196,5	10 101,0	10 303,2	9 641,3	8 052,1	7 332,4
Выделение средств на социальные проекты	тыс. тг	10 921,2	10 883,5	10 878,6	10 750,1	10 512,6	10 410,1	10 609,3	9 953,5	8 344,4	7 576,9
<b>Итого непроизводственные затраты</b>	тыс. тг	<b>3 921 699,4</b>	<b>3 818 057,7</b>	<b>3 558 950,0</b>	<b>3 288 823,6</b>	<b>3 092 948,1</b>	<b>2 902 289,5</b>	<b>2 733 192,6</b>	<b>2 392 340,8</b>	<b>2 204 284,7</b>	<b>2 054 690,8</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс. тг	<b>5 432 577,7</b>	<b>5 291 363,5</b>	<b>4 982 094,7</b>	<b>4 654 634,9</b>	<b>4 422 159,9</b>	<b>4 227 361,9</b>	<b>3 962 346,5</b>	<b>3 427 213,7</b>	<b>3 141 580,4</b>	<b>2 997 055,2</b>
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс. тг										
Производственный доход	тыс. тг	7 453 434,5	6 774 739,5	6 160 165,8	5 603 619,6	5 099 586,7	4 643 077,7	4 229 577,8	3 855 001,9	3 515 653,5	3 208 187,7
Расходы на реализованную продукцию	тыс. тг	5 432 577,7	5 291 363,5	4 982 094,7	4 654 634,9	4 422 159,9	4 227 361,9	3 962 346,5	3 427 213,7	3 141 580,4	2 997 055,2
<b>Операционный доход</b>	тыс. тг	<b>2 020 856,8</b>	<b>1 483 376,0</b>	<b>1 178 071,2</b>	<b>948 984,8</b>	<b>677 426,8</b>	<b>415 715,8</b>	<b>267 231,3</b>	<b>427 788,2</b>	<b>374 073,1</b>	<b>211 132,5</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс. тг	439 616,2	384 182,1	335 869,1	293 754,4	257 035,7	225 014,7	197 084,3	172 716,0	151 450,2	132 886,9
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс. тг	<b>1 581 240,6</b>	<b>1 099 193,9</b>	<b>842 202,1</b>	<b>655 230,3</b>	<b>420 391,2</b>	<b>190 701,1</b>	<b>70 147,0</b>	<b>255 072,2</b>	<b>222 622,9</b>	<b>78 245,6</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс. тг	311 020,4	264 338,8	224 666,6	190 950,5	162 295,9	137 942,5	117 244,4	99 652,6	84 700,9	71 992,9
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс. тг	1 709 836,4	1 219 037,2	953 404,6	758 034,2	515 130,9	277 773,3	149 986,9	328 135,6	289 372,2	139 139,5
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс. тг	1 709 836,4	1 219 037,2	953 404,6	758 034,2	515 130,9	277 773,3	149 986,9	328 135,6	289 372,2	139 139,5
Корпоративный подоходный налог	тыс. тг	341 967,3	243 807,4	190 680,9	151 606,8	103 026,2	55 554,7	29 997,4	65 627,1	57 874,4	27 827,9
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс. тг	<b>1 239 273,3</b>	<b>855 386,5</b>	<b>651 521,2</b>	<b>503 623,5</b>	<b>317 365,0</b>	<b>135 146,5</b>	<b>40 149,6</b>	<b>189 445,1</b>	<b>164 748,5</b>	<b>50 417,7</b>
Налог на сверхприбыль	тыс. тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс. тг	<b>1 239 273,3</b>	<b>855 386,5</b>	<b>651 521,2</b>	<b>503 623,5</b>	<b>317 365,0</b>	<b>135 146,5</b>	<b>40 149,6</b>	<b>189 445,1</b>	<b>164 748,5</b>	<b>50 417,7</b>

Таблица 4.2.4 – Поток денежной наличности в целом по месторождению. Вариант 2.

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	280 477 339	2 352 520	5 109 040	10 448 988	15 940 841	20 045 762	22 503 382	21 694 755	19 666 408	17 830 548	16 168 861	14 664 775	13 303 300
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	171 041 485	1 161 985	2 551 059	5 341 869	7 966 862	10 420 567	11 551 373	11 212 797	10 441 127	9 631 301	8 791 559	8 411 572	7 950 305
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	20 747 707	549 306	4 548 754	4 541 857	4 800 006	3 729 712	2 578 072	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	17 819 210	220 440	359 819	755 935	1 225 557	1 499 615	1 751 690	1 723 666	1 528 375	1 370 771	1 246 820	1 056 353	905 498
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	4 772 476	139 444	86 019	201 724	422 001	465 044	629 848	662 391	546 523	471 917	433 934	275 885	191 926
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг	<b>214 380 878</b>	2 071 174	7 545 651	10 841 384	14 414 426	16 114 938	16 510 982	13 598 854	12 516 025	11 473 989	10 472 313	9 743 810	9 047 728
Поток денежной наличности	тыс.тг	66 096 461	281 346	-2 436 611,52	-392 396,73	1 526 415,48	3 930 823,77	5 992 400,26	8 095 900,77	7 150 383,35	6 356 558,88	5 696 547,95	4 920 965,21	4 255 571,59
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	27 185 109	281 346	-2 215 101	-324 295	1 146 819	2 684 806	3 720 809	4 569 925	3 669 277	2 965 382	2 415 892	1 897 245	1 491 552
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	27 185 109	281 346	-1 933 756	-2 258 050	-1 111 232	1 573 574	5 294 383	9 864 308	13 533 585	16 498 967	18 914 859	20 812 104	22 303 656

## Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	12 070 869	10 955 209	9 945 214	9 030 837	8 202 986	7 453 435	6 774 739	6 160 166	5 603 620	5 099 587	4 643 078	4 229 578	3 855 002	3 515 654	3 208 188	2 612 222
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	7 526 856	7 111 146	6 560 309	6 107 253	5 765 159	5 432 578	5 291 363	4 982 095	4 654 635	4 422 160	4 227 362	3 962 347	3 427 214	3 141 580	2 997 055	2 639 357
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	768 498	649 578	575 650	498 599	414 375	341 967	243 807	190 681	151 607	103 026	55 555	29 997	65 627	57 874	27 828	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	119 971	60 033	40 176	23 528	2 113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг	<b>8 415 325</b>	<b>7 820 757</b>	<b>7 176 135</b>	<b>6 629 380</b>	<b>6 181 647</b>	<b>5 774 545</b>	<b>5 535 171</b>	<b>5 172 776</b>	<b>4 806 242</b>	<b>4 525 186</b>	<b>4 282 917</b>	<b>3 992 344</b>	<b>3 492 841</b>	<b>3 199 455</b>	<b>3 024 883</b>	<b>2 639 357</b>
Поток денежной наличности	тыс.тг	3 655	3 134	2 769	2 401	2 021	1 678	1 239	987	797	574	360	237	362	316	183	-27
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	543,89	451,46	079,38	456,96	338,54	889,50	568,54	390,25	377,92	400,65	161,15	233,88	161,10	198,69	304,57	135,14
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	1 164 769	907 939	729 185	574 890	439 902	332 159	222 947	161 446	118 525	77 619	44 244	26 494	36 769	29 184	15 380	-2 070
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	23 468 425	24 376 364	25 105 549	25 680 439	26 120 341	26 452 500	26 675 448	26 836 894	26 955 419	27 033 038	27 077 282	27 103 776	27 140 545	27 169 729	27 185 109	27 183 039

#### 4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление рентабельных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по рассмотренным вариантам разработки. Как видно из представленной таблицы, наибольшими рентабельными извлекаемыми запасами и коэффициентами извлечения нефти характеризуется вариант разработки 2 как в целом по месторождению, так и по эксплуатационным объектам. По варианту разработки 2 коэффициент извлечения нефти по эксплуатационным объектам изменяется от 0,369 д.ед. до 0,372 д.ед., составляя в целом по месторождению 0,366 д.ед.

Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов (раздел 4.2), **вариант разработки 2** характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим.

По вариантам разработки 1 и 2 рентабельные извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти не достигают утвержденные ГКЗ Республики Казахстан величины.

Учитывая вышеизложенное, а также принимая во внимание п. 89 «Единых правил...» (1), для реализации на месторождении Кумдала **рекомендуется вариант разработки 2**, по которому рентабельная нефтеотдача в целом по месторождению составит 36,6 % и извлекаемые запасы нефти достигнут 929,5 тыс.т.

**Таблица 4.3.1. - Рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по вариантам и эксплуатационным объектам месторождения Кумдала**

Эксплуатационный объект	Утвержденные начальные геологические запасы нефти категории C <sub>1</sub> , тыс.т	Извлекаемые запасы нефти по вариантам разработки, тыс.т			Коэффициенты извлечения нефти по вариантам разработки, д.ед.		
		1	2	3	1	2	3
I	418	96,7	154,2	156,3	0,231	0,369	0,374
II	575	118,8	207,9	246,4	0,207	0,362	0,429
III	1441	306,5	536,0	561,0	0,213	0,372	0,389
IV	106	29,6	31,4	30,2	0,279	0,296	0,285
<b>В ЦЕЛОМ</b>	<b>2540</b>	<b>551,5</b>	<b>929,5</b>	<b>994,0</b>	<b>0,217</b>	<b>0,366</b>	<b>0,391</b>

## 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

### 5.1. Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2026 – 2049 гг
- 2 вариант – 2026 - 2052 гг.
- 3 вариант – 2026 - 2050 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 18020,36 млн. тг.
- 2 вариант – 20747,7 млн. тг.
- 3 вариант – 26117,0 млн. тг.

Эксплуатационные затраты по вариантам разработки составили:

- вариант 1 – 103269,38 млн. тг.
- вариант 2 – 171041,5 млн. тг.
- вариант 3 – 182033,3 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за прибыльный период, при ставке дисконта 10 % имеет следующие величины:

- вариант 1 – 12018,47 млн. тг.
- вариант 2 – 27185,11 млн. тг.
- вариант 3 – 27122,11 млн. тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является второй вариант, по которому недропользователь получает большую выгоду.

Таблица 5.1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
<b>Рентабельный период</b>	<b>период</b>	<b>2026 - 2049</b>	<b>2026 - 2052</b>	<b>2026 - 2050</b>
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	175,82	265	175
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	50,39	88,6	97,2
Проектный уровень закачки воды	млн.м3/год	0,00	266,5	257,2
Темп отбора при проектном уровне	%	9,14	9,5	9,9
Ввод новых скважин из бурения	шт	15	17	21
Нефтедобывающих	шт	15	17	21
Накопленные показатели				
добыча нефти	тыс. т	548	927	991
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	552	930	994
добыча жидкости	тыс. т	2 134	4 143	3 629
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	2 138	4 147	3 633
закачка воды	тыс. м3	0	4 698	4 261
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	0	4 698	4 261
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,217	0,366	0,391
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	97%	97%	95%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	163 236,20	280 477,3	295 447,7
Капитальные затраты	млн. тг	18 020,36	20 747,7	26 117,0
Эксплуатационные затраты (без амортизации )	млн. тг	103 269,38	171 041,5	182 033,3
производственные расходы	млн. тг	18 008,85	26 954,7	29 073,4
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	10 597,73	16 946,3	18 455,2
непроизводственные расходы	млн. тг	74 662,80	127 140,5	134 504,8
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг/тонна	275 279,87	284 248,1	279 448,5
Поток денежной наличности	млн. тг	32 494,18	66 096,5	65 597,3
Поступления Государства	млн. тг	70 938,43	128 009,0	132 255,0
Чистые дисконтированные поступления, при ставке 10%	млн. тг	12 018,47	27 185,11	27 122,11

## **6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**

### **6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования**

### **6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин**

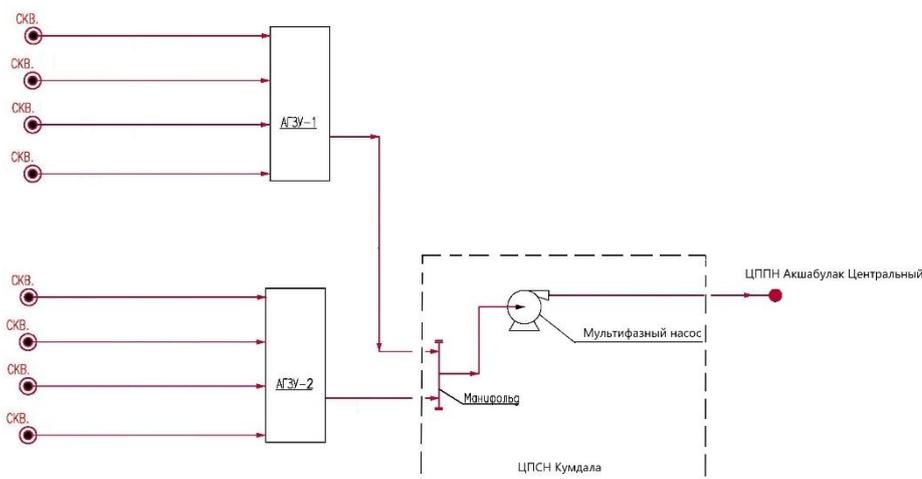
### **6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин**

С учетом условий разработки месторождения, прогнозируемой динамики добычи нефти и газа, способа эксплуатации и устьевых давлений добывающих скважин, состава и свойств нефти и газа, а также охраны окружающей среды принимаются следующие требования к системе сбора и подготовки продукции скважин:

- ✓ полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа;
- ✓ обеспечение требуемого качества товарной продукции в соответствии с существующими стандартами;
- ✓ рациональное укрупнение и централизация технологических объектов с использованием новой техники и блочных конструкции;
- ✓ максимальное сокращение капитальных затрат и эксплуатационных расходов;
- ✓ автоматизация и телемеханизация основных технологических процессов;
- ✓ охрана природы и недр, исключая загрязнение окружающей среды;
- ✓ оптимизация всех звеньев промышленного сбора и транспорта нефти и газа.

Продукция эксплуатационных скважин под собственным давлением направляется в выкидные линии, а из них поступает на групповые замерную установку, типа «Спутник», расположенные в местах наибольшей концентрации скважин. Групповая замерная установка типа «Спутник» предназначен для автоматического переключения скважин на замер, а также для автоматического измерения дебита подключенных скважин, контроля за работой по наличию подачи жидкости и автоматической блокировки скважин при аварийном состоянии. «Спутник» состоит из двух блоков: замерно-переключающего и блока местной автоматики (БМА), работает по задаваемой программе, обеспечивающей поочередное подключение на замер скважин на строго определенное время.

Нефть с месторождения Кумдала, сразу после замера на АГЗУ перекачивается на через коллектор с помощью мультифазных насосов на месторождение Акшабулак Центральный, где будет осуществляться подготовка нефти и газа и далее будет транспортироваться до магистрального нефтепровода на месторождение Кумколь.



**Рисунок 6.3.1 - Система сбора и подготовки**

#### **6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения**

В соответствии с ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде месторождения.

В качестве источника воды для поддержания пластового давления рассматривается пластовая вода и альб-сеноманская вода.

Альб-сеноманская вода, содержащая в своем составе катионы натрия и щелочноземельных металлов ограниченно пригодна для заводнения.

По химическому составу требованиям ОСТ 39-225-88, в наибольшей мере, отвечает пластовая вода, которая может быть рекомендована для использования в системе ППД.

##### **6.4.1. Нормирование качества воды для ППД.**

Исходные данные по качеству сточных вод определялись на основе анализа работы аналогичных установок, обрабатывающих продукцию, физико-химические свойства которых близки к нефти месторождения Кумдала.

На основе опыта эксплуатации принимаются следующие показатели по качеству воды, поступающей на установку по очистке воды:

- ✓ содержание в воде нефтепродуктов – не более 100 мг/л;
- ✓ содержание в воде мехпримесей – не более 50 мг/л;
- ✓ газовый фактор сточной воды при ее декомпрессии с 0,25 МПа до атмосферного – 14 л/м<sup>3</sup>;
- ✓ газовый фактор сточной воды из отстойников обессоливания нефти – до 120 л/м<sup>3</sup>;
- ✓ плотность пластовой сточной воды – 1,056 г/см<sup>3</sup>.

#### ***6.4.2. Рекомендации по подготовке пластовых сточных вод.***

Для снижения коррозионной активности сточная вода перед насосом обрабатывается ингибитором коррозии.

Вода, прошедшая очистку по данной технологии, должна соответствовать требованиям, согласно «ОСТ 39-071-78. Воды для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды в условиях месторождения»:

- ✓ рН должен равняться 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды;
- ✓ содержание солей карбонатной жесткости и гидрокарбонат-иона - не более 5 мг/моль·л;
- ✓ уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора;
- ✓ вода должна быть не коррозионно-активна, в отдельных случаях ее коррозионная активность не должна превышать 0,1-0,2 мг/см<sup>2</sup>·сут;
- ✓ содержание растворенного кислорода в закачиваемой воде - не более 0,02-0,05 мг/л;
- ✓ сероводород должен отсутствовать;
- ✓ ионов окисного железа - не более 1 мг/л;
- ✓ сульфат ионы должны отсутствовать, так как их наличие может привести к наличию сульфатовосстанавливающих бактерий, присутствие которых также недопустимо;
- ✓ содержание нефти - не более 30 мг/л;
- ✓ содержание механических примесей - не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов.

## 6.5. Программа утилизации газа

По состоянию на 01.01.2023г. утилизация попутного газа на месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки попутного газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа проекта разработки, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Основной задачей нормирования газа на собственные нужды, является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

Таким образом, на месторождении Кумдала для рационального использования добываемого газа часть объема сырого газа будет расходоваться на собственные технологические нужды в качестве топлива на подогрев продукции при сборе нефти. В качестве подогревателя планируется использовать устьевой нагреватель «УН-0,2», предназначенной для подогрева нефтяной продукции.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции основным объектом потребления газа на месторождении является:

- Устьевой нагреватель «УН-0,2» – 6 единицы. Расход газа по скважинам месторождения Майкыз, с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м<sup>3</sup>/час.

Технические параметры устьевого нагревателя «УН-0,2» приведены в таблице 6.5.1.

**Таблица 6.5.1. Технические параметры Устьевого нагревателя «УН-0,2»**

Параметр	Значение
Производительность по жидкости, т/сутки	100
Номинальная теплопроизводительность топочного устройства при использовании газа теплотворностью 1200 ккал/м <sup>3</sup> , Гкал/час	0,2
Рабочее давление, МПа	1,6
Давление газа перед горелкой, МПа	
-номинальное	0,07
-максимальное	0,15
Температура жидкости, °С:	
-на входе в сосуд, не менее	20
-на выходе из сосуда	60-65
Расход газа в нормальных условиях, м <sup>3</sup> / час	не более 25
Габариты установочные, мм	
-длина	6500
-ширина	1180

-высота

6820

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку либо утилизацию сырого газа. Во исполнение законодательных требований на месторождение планируется использование устьевых нагревателей «УН-0,2».

Баланс сырого газа по месторождению представлен в таблице 6.5.2.

**Таблица 6.5.2. Баланс сырого газа месторождения Кумдала, с 2027-2029 гг.**

<b>Годы</b>	<b>Добыча попутного газа, млн. м<sup>3</sup></b>	<b>Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн. м<sup>3</sup>/год</b>	<b>Сжигание сырого газа на факеле, млн. м<sup>3</sup>/год</b>	<b>Объем утилизации газа, %</b>
<b>2027</b>	2,555	2,555	<b>0</b>	<b>100</b>
<b>2028</b>	5,354	5,354	<b>0</b>	<b>100</b>
<b>2029</b>	10,517	10,517	0	100

## 7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

### 7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

В 2020-2021 году на месторождении Кумдала, пробурены скважины №Кумдала-1, Кумдала-2.

В таблице 7.1.1 приведены фактические конструкции новых пробуренных скважин.

**Таблица 7.1.1. Техническое состояние пробуренных скважин месторождения Кумдала**

№№ п/п	Скважина	Тип скважин	Категория скважин	Альтитуда ротора, м	Сроки бурения	Глубина, м		Горизонт	
					начало конец	проектная	фактическая	проектный	фактический
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Табакбулак-2 (1 ЮВА)	вертикальная	разведочная	146	<u>28.04.2002 г</u> 06.07.2002 г	2300	2305	J <sub>2</sub>	J <sub>1-2ds</sub>
2	1 Южно Блиновская	вертикальная	разведочная	102	<u>09.11.2005 г</u> 18.12.2005 г	1500	1623	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>
3	Кумдала-1	вертикальная	оценочная	126,1	<u>12.11.2020 г</u> 19.12.2020г	2400	2500	J <sub>1-2ds</sub>	J <sub>1-2ds</sub>
4	Кумдала-2	вертикальная	разведочная	132,18	<u>02.06.2010 г</u> 06.10.2010 г	2300	2312	J <sub>2kr</sub>	J <sub>1-2d</sub>
5	Кумдала-3	вертикальная	оценочная	130	<u>01.10.2021г</u> 13.12.2021г	2400	2503	J <sub>1-2ds</sub>	J <sub>1-2ds</sub>
6	Табакбулак-8	вертикальная	оценочная	146,9	<u>12.11.2014г</u> 07.12.2014г	2300	2612	J <sub>1-2ds</sub>	J <sub>1-2ds</sub>
7	Табакбулак-9	вертикальная	оценочная	146,0	15.03.2015г	2300	2713	J <sub>1-2ds</sub>	J <sub>1-2ds</sub>
8	Вост. Кумдала-1	вертикальная	разведочная	99,7	<u>01.09.2012 г</u> 12.10.2012 г	1500	1651	PZ	PZ

Продолжение таблицы 7.1.1

Скважина	Конструкция скважины					
	Кондуктор			Тех. колонна I		
	Диаметр обсадной колонны, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м	Диаметр обсадной колонны, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м
1	2	3	4	5	6	7
Табакбулак-2 (1 ЮВА)	299	47	до устья	219	822	до устья
1 Южно Блиновская	324	82	до устья	245	601	до устья
Кумдала-1	324	42	до устья	245	733	до устья
Кумдала-2	324	42	до устья	245	851	до устья
Кумдала-3	324	42	до устья	245	710	до устья
Табакбулак-8	324	68,5	до устья	245	814	до устья
Табакбулак-9	324	50	до устья	244,5	842	до устья

Скважина	Конструкция скважины					
	Кондуктор			Тех. колонна I		
	Диаметр обсадной колонны, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м	Диаметр обсадной колонны, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Вост. Кумдала-1	324	68	до устья	245	599	до устья

Продолжение таблицы 7.1.1

Скважина	Конструкция скважины				Состояние скважины на 01.03.2023 г.
	Эксплуат. колонна				
	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
Табакбулак-2 (1 ЮВА)	299	146	2295	1254 мот устья	В консервации
1 Южно Блиновская	324				Ликвидирована
Кумдала-1	324	146	2493	до устья	В консервации
Кумдала-2	324	168	2304	1459 м от устья	В консервации
Кумдала-3	324	146	2501	до устья	В консервации
Табакбулак-8	324	168,3	2610	до устья	Ликвидирована
Табакбулак-9	324				Ликвидирована
Вост. Кумдала-1	324				Ликвидирована

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Кумдала и их назначения.

Накопленный опыт строительства вертикальных скважин на месторождении, позволяет говорить о правильно подобранной конструкции ранее пробуренных разведочных скважин, соответствующей горно-геологическим условиям.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта бурения скважин на месторождении Кумдала и в соответствии с «Едиными правилами...» (6), «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматривается следующая конструкция проектных вертикальных оценочных скважин:

- **Направление** разбуривается долотом диаметра **490 мм**, спускается колонна диаметром **426 мм** на глубину **50 м**. Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. Колонна под направление цементируется до устья.
- **Кондуктор** разбуривается долотом диаметра **393,7 мм**, спускается колонна диаметром **324 мм** на глубину **250 м**. Кондуктор устанавливается для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.
- **Техническая колонна** разбуривается долотом диаметра **295,3 мм**, спускается колонна диаметром **244,5 мм** на глубину **1000 м**. Техническая колонна устанавливается для перекрытия меловых отложений для дальнейшего вскрытия продуктивных интервалов на равновесии. На устье скважины устанавливается ПВО. Техническая колонна цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** разбуривается долотом диаметра **215,9 мм**, спускается колонна диаметром **168 мм** на глубину **2400 м**. Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.2

**Таблица 7.1.2. Рекомендуемая конструкция проектной добывающей скважины**

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марк а стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонн ы			
Направление	490,0	426,0	50	Д	0,0
Кондуктор	393,7	324,0	250	Д	0,0
Техническая колонна	295,3	244,5	1000	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2400	Д	0,0

### ***7.1.1. Требования к технологии и качеству цементирования скважин***

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

#### *Подготовка ствола скважины:*

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

#### *Технологическая оснастка обсадных колонн:*

- применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

#### *Технология и способ цементирования обсадных колонн:*

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

#### *Тампонажные растворы и материалы:*

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-CC-100 с плотностью 1,85-1,90 г/см<sup>3</sup>;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время

всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;

- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

В качестве продавочной жидкости используется буровой раствор удельным весом  $1,14 \text{ г/см}^3$ , буферной жидкости –  $1,02 \text{ г/см}^3$ .

### ***7.1.2. Требования к производству буровых работ***

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 200-300 т, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, руководящему документу и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием

газонасыщенности бурового раствора.

В случае необходимости отбора керна, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации должны выполняться следующие мероприятия: строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины; создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

В пределах рассматриваемой территории в ранее пробуренных скважинах осложнений при проводке ствола типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватов бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

Учитывая опыт бурения скважин, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают по результатам геофизических исследований скважины в открытом стволе. Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типе и компонентном составе бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения для каждой конкретной скважины будут приняты при разработке группового технического проекта на строительство оценочных скважин. Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в групповом техническом проекте на строительство оценочных скважин.

## **7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

### ***7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии***

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- осыпи стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления с содержанием углекислого газа (CO<sub>2</sub>) в нефти 1,7 %.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глины;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м<sup>3</sup>.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявление, сужение ствола скважины, поглощение бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий: принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины; наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Исходя из опыта бурения скважин на месторождении Кумдала, при проводке проектных скважин рекомендуются следующие типы буровых растворов:

- под кондуктор – полимерный раствор на основе КСl, плотностью 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>;
- под техническую колонну – полимерный раствор на основе КСl, плотностью 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>;
- под эксплуатационную колонну – полимерный раствор на основе КСl, плотностью 1,12-1,14 г/см<sup>3</sup>.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин корректироваться в процессе бурения с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

### ***7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии***

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей (CaCO<sub>3</sub>, КСl, К<sub>2</sub>О<sub>3</sub>), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его

высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить не ионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Так как флюиды продуктивных пластов содержат  $\text{CO}_2$ , необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит кольматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы закольматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-17 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному ор-

ганизационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.

## **8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**

Динамика ввода новых скважин и их дебитов, коэффициентов изменения добычи нефти по переходящим скважинам, объемы эксплуатационного бурения, добычи нефти, нефтяного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и др. показатели приведены в таблицах 8.1-8.5 в виде обоснования перспективных планов добычи нефти и попутного газа, объемов буровых работ, на основе результатов разделов глав 4-6 по годам по рекомендуемому варианту разработки.

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2

	Показатели	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	11,3	23,5	46,3	67,89	82,09	88,61	82,14	71,59	62,41	54,42	47,46	41,40	36,12	31,52	27,51	24,02	20,98	18,33	16,02	14,01	12,25	10,72	9,39	8,22	7,20	6,32	5,54
2	В том числе: из переходящих скважин	11,3	6,5	23,2	50,13	70,19	79,46	82,14	71,59	62,41	54,42	47,46	41,40	36,12	31,52	27,51	24,02	20,98	18,33	16,02	14,01	12,25	10,72	9,39	8,22	7,20	6,32	5,54
3	новых скважин	0,0	17,0	23,1	17,75	11,90	9,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	12,88	25,40	44,96	57,02	57,62	53,38	48,28	42,91	38,21	34,08	30,46	27,15	24,38	21,93	19,77	17,86	17,77	15,70	14,24	12,94	11,92	10,88	9,86	8,95	8,14	7,42	6,76
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	4	4	4	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	4	4	4	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	23,3	31,5	24,3	21,7	25,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	183	183	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	2200	2200	2200	2200	2200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	16	22	12	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	В том числе: добывающие скважины	0	9	9	9	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв. доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	1314	1314	1314	985,5	657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0,00	0,00	31	41	32	21	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	11,27	6,51	23,22	50,13	70,19	79,46	82,14	71,59	62,41	54,42	47,46	41,40	36,12	31,52	27,51	24,02	20,98	18,33	16,02	14,01	12,25	10,72	9,39	8,22	7,20	6,32
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	11,27	37,06	64,61	82,00	91,54	95,88	82,14	71,59	62,41	54,42	47,46	41,40	36,12	31,52	27,51	24,02	20,98	18,33	16,02	14,01	12,25	10,72	9,39	8,22	7,20	6,32
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,58	0,63	0,78	0,86	0,87	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0	7	23	50	70	79	82	72	62	54	47	41	36	32	28	24	21	18	16	14	12	11	9	8	7	6	6
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	-5	-14	-14	-12	-12	-14	-11	-9	-8	-7	-6	-5	-5	-4	-3	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-42,2	-37,4	-22,4	-14,4	-13,2	-14,3	-12,8	-12,8	-12,8	-12,8	-12,8	-12,8	-12,7	-12,7	-12,7	-12,7	-12,6	-12,6	-12,6	-12,5	-12,5	-12,5	-12,4	-12,4	-12,3	-12,3
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	15	21	16	11	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	14	22	26	26	26	26	26	26	26	26	25	25	25	24	24	24	22	22	21	20	20	20	20	20	20	20
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	8	14	22	26	26	26	26	26	26	26	26	25	25	25	25	24	24	22	22	21	20	20	20	20	20	20	20
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	4	9	13	18	19	20	22	22	26	26	26	25	25	25	24	24	24	22	22	21	20	20	20	20	20	20	20
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	1	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	1	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,1	13,3	15,9	18,6	25,8	28,0	28,4	29,3	30,1	30,6	30,9	31,1	31,2	31,1	31,0	32,7	32,4	32,3	32,1	34,0	38,6	40,4	42,1	43,8	45,3	46,8	48,3
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	5,6	9,7	12,9	19,4	24,0	27,4	28,3	29,1	29,6	29,9	30,1	31,3	31,3	31,1	30,9	31,9	31,8	34,5	34,2	38,0	41,8	43,6	45,3	46,9	48,5	50,0
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	23,3	31,5	24,5	22,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	13,5	12,0	11,8	14,7	32,7	39,0	47,1	55,4	62,1	67,5	72,0	75,7	78,8	81,5	83,8	85,7	87,4	89,0	90,3	91,5	93,0	94,1	95,1	95,8	96,5	97,0	97,5
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	13,5	32,9	21,1	18,6	36,1	41,6	47,1	55,4	62,1	67,5	72,0	75,7	78,8	81,5	83,8	85,7	87,4	89,0	90,3	91,5	93,0	94,1	95,1	95,8	96,5	97,0	97,5
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,1	0,0	1,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,8	11,7	14,0	15,9	17,3	17,1	15,0	13,1	11,4	9,9	8,7	7,6	6,6	5,8	5,0	4,7	4,1	3,6	3,1	2,9	2,7	2,4	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,5	3,7	7,6	10,4	12,3	13,9	14,4	12,5	10,9	9,5	8,3	7,3	6,6	5,7	5,0	4,4	4,0	3,5	3,3	2,9	2,7	2,4	2,1	1,9	1,6	1,4	1,3
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	140,0	189,3	164,3	167,4	163,8	160,2	156,5	153,0	149,4	145,9	142,5	139,1	135,8	132,6	130,3	128,0	125,7	131,6	136,3	141,0	145,6	150,1	154,4	158,5
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	13,03	26,75	52,48	79,55	121,96	145,30	155,18	160,53	164,52	167,36	169,20	170,22	170,53	170,26	169,49	168,31	166,79	166,21	165,29	164,08	173,89	181,96	189,74	197,21	204,34	211,14	217,60
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	13,03	9,71	29,43	61,63	109,87	136,15	155,18	160,53	164,52	167,36	169,20	170,22	170,53	170,26	169,49	168,31	166,79	166,21	165,29	164,08	173,89	181,96	189,74	197,21	204,34	211,14	217,60
48	из новых скважин	0,00	17,04	23,06	17,93	12,09	9,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	12,30	20,32	32,84	47,96	54,46	53,91	57,68	55,62	57,33	55,43	53,51	48,96	47,13	45,34	43,61	41,92	37,38	36,15	35,7	35,2	38,7	39,4	39,9	40,4	40,7	41,2	41,7
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	17,31	44,06	96,54	176,09	298,05	443,35	598,53	759,07	923,59	1090,95	1260,15	1430,37	1600,90	1771,16	1940,65	2108,96	2275,76	2441,96	2607,3	2771,3	2945,2	3127,2	3316,9	3514,1	3718,5	3929,6	4147,2
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	14,35	37,88	84,16	152,05	234,13	322,74	404,88	476,47	538,88	593,30	640,76	682,1															

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. Вариант 2

	Показатели	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	3,22	5,77	9,7	12,70	15,48	14,87	12,89	11,2	9,68	8,39	7,27	6,30	5,5	4,73	4,10	3,56	3,08	2,7	2,32	2,01	1,74	1,51	1,3	1,13	0,98	0,9	0,74
2	В том числе: из переходящих скважин	3,2	3,0	6,9	9,95	12,73	14,9	12,9	11,2	9,68	8,39	7,3	6,3	5,5	4,73	4,10	3,6	3,1	2,7	2,32	2,01	1,7	1,5	1,3	1,13	1,0	0,9	0,74
3	новых скважин	0,00	2,75	2,75	2,75	2,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	3,2	5,8	9,7	12,70	15,48	14,9	12,9	11,2	9,68	8,39	7,3	6,3	5,5	4,73	4,10	3,6	3,1	2,7	2,32	2,01	1,7	1,5	1,3	1,13	1,0	0,9	0,74
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	15	15	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	183	183	183	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	2200	2200	2200	2200	2200	2200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв. доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	328,5	328,5	328,5	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,4	3,22	3,03	6,91	9,95	12,7	14,87	12,89	11,17	9,68	8,4	7,27	6,30	5,46	4,73	4,1	3,56	3,08	2,67	2,32	2,0	1,74	1,51	1,31	1,13	0,98	0,85
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,40	3,22	7,95	11,84	14,88	17,66	14,87	12,89	11,17	9,68	8,39	7,27	6,30	5,46	4,73	4,10	3,56	3,08	2,67	2,32	2,01	1,74	1,51	1,31	1,13	0,98	0,85
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	8,05	0,94	0,87	0,84	0,86	0,84	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	3,2	3,0	6,9	10	13	14,9	12,9	11,2	10	8	7,3	6,3	5,5	5	4	3,6	3,1	2,7	2	2	1,7	1,5	1,3	1	1,0	0,9	1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	3	0	-1	-2	-2	-3	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	705,0	-6,0	-13,1	-15,9	-14,4	-15,8	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,0	13,3	13,6	13,0	17,2	15,7	15,1	14,5	14,0	13,4	12,8	12,3	11,7	11,2	10,7	10,2	9,8	9,3	8,9	11,3	10,7	10,2	9,7	9,3	8,8	8,4	8,0
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	13,4	14,4	13,6	14,2	17,1	16,5	15,8	15,2	14,6	14,0	13,4	12,8	12,2	11,7	11,1	10,6	10,1	9,7	9,2	11,7	11,1	10,6	10,1	9,6	9,1	8,7
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	15,0	15,0	16,0	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	16,4	13,9	14,2	15,1	21,8	26,6	33,9	40,4	46,1	51,3	55,9	60,1	63,8	67,2	70,2	73,0	75,5	77,7	79,7	81,6	83,2	84,7	86,1	87,3	88,5	89,5	90,4
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	16,4	23,5	18,8	17,4	24,4	26,6	33,9	40,4	46,1	51,3	55,9	60,1	63,8	67,2	70,2	73,0	75,5	77,7	79,7	81,6	83,2	84,7	86,1	87,3	88,5	89,5	90,4
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,0	11,4	11,7	11,1	13,5	11,5	10,0	8,7	7,5	6,5	5,6	4,9	4,2	3,7	3,2	2,8	2,4	2,1	1,8	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,8
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,0	10,2	12,0	10,3	9,9	11,5	10,0	8,7	7,5	6,5	5,6	4,9	4,2	3,7	3,2	2,8	2,4	2,1	1,8	1,6	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,8
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	75,1	75,8	71,3	67,0	63,1	59,5	56,1	52,9	49,9	47,2	44,6	42,1	39,8	37,7	35,6	33,7	31,9	30,2	28,6	27,1	25,7	24,3	23,1
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	3,9	6,7	11,3	14,96	19,78	20,3	19,5	18,7	17,98	17,24	16,5	15,8	15,1	14,44	13,79	13,2	12,6	12,0	11,42	10,88	10,4	9,9	9,4	8,94	8,5	8,1	7,70
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	3,9	4,0	8,5	12,04	16,85	20,3	19,5	18,7	17,98	17,24	16,5	15,8	15,1	14,44	13,79	13,2	12,6	12,0	11,42	10,88	10,4	9,9	9,4	8,94	8,5	8,1	7,70
48	из новых скважин	0	3	3	2,92	2,94	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00
49	механизированным способом	3,9	6,7	11,3	14,96	19,78	20,3	19,5	18,7	17,98	17,24	16,5	15,8	15,1	14,44	13,79	13,2	12,6	12,0	11,42	10,88	10,4	9,9	9,4	8,94	8,5	8,1	7,70
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	4,9	11,6	22,9	37,84	57,63	77,9	97,4	116,1	134,09	151,32	167,8	183,6	198,7	213,18	226,97	240,1	252,7	264,7	276,09	286,97	297,3	307,2	316,6	325,54	334,1	342,1	349,85
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	4,0	9,8	19,4	32,11	47,59	62,5	75,4	86,5	96,20	104,59	111,9	118,2	123,6	128,36	132,47	136,0	139,1	141,8	144,09	146,10	147,8	149,3	150,7	151,79	152,8	153,6	154,36
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,010	0,023	0,046	0,077	0,114	0,149	0,180	0,207	0,230	0,250	0,268	0,28															

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. Вариант 2

Показатели	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	
1		4,5	8,8	15,2	20,90	20,91	18,26	15,95	13,93	12,17	10,63	9,29	8,11	7,09	6,19	5,41	4,72	4,13	3,60	3,15	2,75	2,40	2,10	1,83	1,60	1,40	1,22	1,07
2	В том числе: из переходящих скважин	4,5	4,2	10,6	16,33	20,91	18,26	15,95	13,93	12,17	10,63	9,29	8,11	7,09	6,19	5,41	4,72	4,13	3,60	3,15	2,75	2,40	2,10	1,83	1,60	1,40	1,22	1,07
3	новых скважин	0,00	4,58	4,58	4,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	4,5	8,8	15,2	20,90	20,91	18,26	15,95	13,93	12,17	10,63	9,29	8,11	7,09	6,19	5,41	4,72	4,13	3,60	3,15	2,75	2,40	2,10	1,83	1,60	1,40	1,22	1,07
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	25	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	2370	2370	2370	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	2,4	2,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	2,4	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв. доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	328,5	328,5	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	8	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	4,51	4,23	10,59	16,33	20,91	18,26	15,95	13,93	12,17	10,63	9,29	8,11	7,09	6,19	5,41	4,72	4,13	3,60	3,15	2,75	2,40	2,10	1,83	1,60	1,40	1,22
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	4,51	12,45	18,81	24,54	20,91	18,26	15,95	13,93	12,17	10,63	9,29	8,11	7,09	6,19	5,41	4,72	4,13	3,60	3,15	2,75	2,40	2,10	1,83	1,60	1,40	1,22
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,94	0,85	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	4,2	10,6	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0,0	0	-2	-2	-25	-21	-18	-16	-14	-12	-11	-9	-8	-7	-6	-5	-5	-4	-4	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-1	-1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-6,1	-14,9	-13,2	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	15,8	19,4	20,3	31,0	28,3	27,4	26,4	25,3	24,2	23,0	21,8	20,7	19,5	18,4	17,3	16,2	15,1	14,0	12,9	11,8	10,7	9,6	8,5	7,4	6,3	5,2	4,1
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	17,7	20,6	23,7	30,8	29,9	28,7	27,6	26,3	25,1	23,8	22,5	21,2	20,0	18,8	17,7	16,6	15,5	14,4	13,3	12,2	11,1	10,0	8,9	7,8	6,7	5,6
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	25,0	25,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	11,5	10,1	9,5	18,3	23,6	31,0	37,4	43,0	47,9	52,1	56,0	59,3	62,4	65,1	67,6	69,9	71,9	75,9	79,2	82,0	84,4	86,4	88,0	89,5	90,7	91,7	92,7
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	11,5	18,9	13,1	22,3	23,6	31,0	37,4	43,0	47,9	52,1	56,0	59,3	62,4	65,1	67,6	69,9	71,9	75,9	79,2	82,0	84,4	86,4	88,0	89,5	90,7	91,7	92,7
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	14,0	17,5	18,4	25,3	21,6	18,9	16,5	14,4	12,6	11,0	9,6	8,4	7,3	6,4	5,6	4,9	4,3	3,7	3,3	2,8	2,5	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	15,2	14,3	17,9	18,4	23,6	20,6	18,0	15,7	13,7	12,0	10,5	9,1	8,0	7,0	6,1	5,3	4,7	4,1	3,5	3,1	2,7	2,4	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	139,9	145,1	134,2	124,0	114,6	105,8	97,7	90,2	83,2	76,8	70,8	65,3	60,1	55,4	54,5	53,7	52,8	51,9	51,0	50,0	48,9	47,8	46,6	45,3
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	5,09	9,79	16,76	25,59	27,36	26,48	25,50	24,44	23,34	22,22	21,08	19,96	18,84	17,75	16,69	15,67	14,69	14,95	15,16	15,30	15,37	15,38	15,32	15,20	15,03	14,81	14,54
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	5,09	5,22	12,18	21,01	27,36	26,48	25,50	24,44	23,34	22,22	21,08	19,96	18,84	17,75	16,69	15,67	14,69	14,95	15,16	15,30	15,37	15,38	15,32	15,20	15,03	14,81	14,54
48	из новых скважин	0,00	4,58	4,58	4,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	5,1	9,8	16,8	25,6	27,4	26,5	25,5	24,4	23,3	22,2	21,1	20,0	18,8	17,8	16,7	15,7	14,7	15,0	15,2	15,3	15,4	15,4	15,3	15,2	15,0	14,8	14,5
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	6,16	15,96	32,72	58,30	85,66	112,14	137,64	162,08	185,43	207,65	228,73	248,69	267,53	285,28	301,97	317,64	332,33	347,28	362,44	377,74	393,11	408,49	423,81	439,01	454,04	468,85	483,39
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	5,28	14,09	29,26	50,16	71,07	89,33	105,28	119,21	131,39	142,02	151,31	159,42	166,51	172,70	178,10	182,83	186,95	190,56	193,71	196,46	198,86	200,96	202,79	204,39	205,79	207,01	208,08
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,																										

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. Вариант 2

	Показатели	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	2,9	7,4	19,3	32,32	43,92	53,78	51,69	44,97	39,12	34,03	29,60	25,75	22,40	19,49	17,0	14,7	12,8	11,16	9,71	8,44	7,35	6,39	5,56	4,84	4,21	3,66	3,18
2	В том числе: из переходящих скважин	2,9	2,8	10,2	23,17	34,77	44,63	51,69	44,97	39,12	34,03	29,60	25,75	22,40	19,49	17,0	14,7	12,8	11,16	9,71	8,44	7,35	6,39	5,56	4,84	4,21	3,66	3,18
3	новых скважин	0,00	4,58	9,15	9,15	9,15	9,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	2,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,60	1,39	1,21	1,06	1,05	0,91	0,79	0,69	0,60	0,52	0,45
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	25	25	25	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	183	183	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	2200	2200	2200	2200	2200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	2,2	4,4	4,4	4,4	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	2	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв. доли ед.	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	292	584	584	584	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	7	15	15	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	2,90	2,82	10,18	23,17	34,77	44,63	51,69	44,97	39,12	34,03	29,60	25,75	22,40	19,5	16,95	14,75	12,83	11,16	9,71	8,44	7,35	6,39	5,56	4,84	4,21	3,66
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	2,90	10,12	24,78	37,77	49,37	59,23	51,69	44,97	39,12	34,03	29,60	25,75	22,40	19,49	16,95	14,75	12,83	11,16	9,71	8,44	7,35	6,39	5,56	4,84	4,21	3,66
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,97	1,01	0,94	0,92	0,90	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	2,8	10,2	23	35	45	52	45	39	34	30	26	22	19	17,0	14,7	12,8	11	10	8	7	6	6	5	4	4	3
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	-2	-3	-5	-8	-7	-6	-5	-4	-4	-3	-3	-3	-2	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-2,7	0,6	-6,5	-8,0	-9,6	-12,7	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	4	7	7	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	4	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	2	4	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	1	2	4	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,4	16,8	21,8	22,1	36,6	41,8	41,8	44,5	46,8	48,6	50,0	51,1	51,9	52,5	52,9	53,0	53,1	53,0	52,7	52,4	64,5	68,3	72,0	75,5	79,0	82,3	85,4
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	14,9	24,4	26,0	40,1	47,2	51,2	54,6	57,3	59,5	61,3	62,6	63,6	64,3	64,8	65,0	65,0	64,9	64,6	64,2	69,1	83,6	88,1	92,5	96,7	100,8	104,7
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	13,6	12,8	12,0	11,4	39,3	44,0	52,0	60,8	67,5	72,8	77,0	80,4	83,3	85,6	87,6	89,2	90,6	91,8	92,9	93,7	94,9	95,8	96,6	97,2	97,6	98,0	98,3
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	13,6	27,8	20,6	15,2	45,0	48,6	52,0	60,8	67,5	72,8	77,0	80,4	83,3	85,6	87,6	89,2	90,6	91,8	92,9	93,7	94,9	95,8	96,6	97,2	97,6	98,0	98,3
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,0	14,7	19,2	19,6	22,2	23,4	20,1	17,5	15,2	13,2	11,5	10,0	8,7	7,6	6,6	5,7	5,0	4,3	3,8	3,3	3,3	2,8	2,5	2,1	1,9	1,6	1,4
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	12,4	10,7	19,4	22,0	22,1	24,3	24,6	21,4	18,6	16,2	14,1	12,2	10,7	9,3	8,1	7,0	6,1	5,3	4,6	4,0	3,5	3,0	2,6	2,3	2,0	1,7	
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	347,6	223,6	236,9	236,6	235,7	234,3	232,6	230,6	228,3	225,8	223,2	220,3	217,4	214,3	211,2	208,1	221,1	231,9	242,6	253,1	263,3	273,1	282,7
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	3,35	8,48	21,96	36,48	72,32	96,02	107,59	114,71	120,52	125,18	128,86	131,68	133,78	135,24	136,16	136,62	136,68	136,40	135,83	135,02	145,27	153,84	162,16	170,20	177,95	185,39	192,53
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	3,35	3,91	12,81	27,33	63,17	86,87	107,59	114,71	120,52	125,18	128,86	131,68	133,78	135,24	136,16	136,62	136,68	136,40	135,83	135,02	145,27	153,84	162,16	170,20	177,95	185,39	192,53
48	из новых скважин	0,00	4,58	9,15	9,15	9,15	9,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	3,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,09	17,05	16,98	16,88	20,75	21,98	23,17	24,31	25,42	26,48	27,50
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	4,43	12,91	34,87	71,35	143,67	239,69	347,28	461,99	582,51	707,69	836,55	968,23	1102,01	1237,25	1373,41	1510,04	1646,72	1783,12	1918,96	2053,98	2199,25	2353,09	2515,25	2685,45	2863,40	3048,79	3241,32
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3,67	11,06	30,39	62,72	106,63	160,42	21																				

Таблица 8.5 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV объекту. Вариант 2

Показатели	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1 Добыча нефти, всего, тыс. т	0,6	1,6	2,1	1,96	1,78	1,69	1,60	1,52	1,44	1,37	1,30	1,23	1,17	1,11	1,05	1,00	0,94	0,90	0,85	0,81	0,76	0,72	0,69	0,65	0,62	0,59	0,56
2 В том числе: из переходящих скважин	0,6	0,6	2,1	1,96	1,78	1,69	1,60	1,52	1,44	1,37	1,30	1,23	1,17	1,11	1,05	1,00	0,94	0,90	0,85	0,81	0,76	0,72	0,69	0,65	0,62	0,59	0,56
3 новых скважин	0,00	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4 механизированным способом	0,00	0,64	1,50	1,95	1,81	1,65	1,57	1,49	1,42	1,35	1,28	1,22	1,16	1,10	1,04	0,99	0,94	0,89	0,85	0,80	0,76	0,72	0,69	0,65	0,62	0,59	0,56
5 Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10 Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 Средняя глубина новой скважины, м	0	2220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14 В том числе: добывающие скважины	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 вспомогательные и спелевальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 Коэффициент эксплуатации скв. доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17 Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19 Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	0,64	0,64	2,13	1,96	1,78	1,69	1,60	1,52	1,44	1,37	1,30	1,23	1,17	1,11	1,05	1,00	0,94	0,90	0,85	0,81	0,76	0,72	0,69	0,65	0,62	0,59
20 Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	0,64	2,29	2,13	1,96	1,78	1,69	1,60	1,52	1,44	1,37	1,30	1,23	1,17	1,11	1,05	1,00	0,94	0,90	0,85	0,81	0,76	0,72	0,69	0,65	0,62	0,59
21 Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	1,00	0,93	0,92	0,91	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
22 Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	0,6	2,1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23 Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	-7,1	-7,8	-9,0	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2	-5,2
25 Мощность новых скважин, тыс. т	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26 Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27 Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28 В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30 Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31 Фонд механизированных скважин, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
32 Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33 Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34 Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35 Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36 Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37 Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	2,3	3,5	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4
38 Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	2,8	4,2	4,3	4,2	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,7	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,8	4,8	4,8
39 Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40 Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	11,4	12,0	15,3	22,4	28,4	33,6	38,3	42,5	46,3	49,8	52,9	55,8	58,4	60,8	63,1	65,1	67,1	68,8	70,5	72,0	73,5	74,8	76,1	77,2	78,3	79,4	80,4
41 Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	11,4	23,2	15,3	22,4	28,4	33,6	38,3	42,5	46,3	49,8	52,9	55,8	58,4	60,8	63,1	65,1	67,1	68,8	70,5	72,0	73,5	74,8	76,1	77,2	78,3	79,4	80,4
42 Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	2,0	3,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43 Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,0	3,1	3,3	3,0	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
44 Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	2,0	3,3	3,0	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
45 Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46 Добыча жидкости, всего, тыс. т	0,73	1,77	2,51	2,52	2,49	2,55	2,60	2,65	2,69	2,72	2,75	2,78	2,81	2,83	2,84	2,85	2,86	2,87	2,88	2,88	2,88	2,87	2,87	2,86	2,85	2,84	2,83
47 В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	0,73	0,84	2,51	2,52	2,49	2,55	2,60	2,65	2,69	2,72	2,75	2,78	2,81	2,83	2,84	2,85	2,86	2,87	2,88	2,88	2,88	2,87	2,87	2,86	2,85	2,84	2,83
48 из новых скважин	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49 механизированным способом	0,00	0,73	1,77	2,51	2,52	2,49	2,55	2,60	2,65	2,69	2,72	2,75	2,78	2,81	2,83	2,84	2,85	2,86	2,87	2,88	2,88	2,87	2,87	2,86	2,85	2,84	2,83
50 Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1,80	3,57	6,08	8,60	11,09	13,64	16,24	18,88	21,57	24,29	27,04	29,83	32,63	35,46	38,30	41,15	44,02	46,89	49,76	52,64	55,52	58,39	61,26	64,12	66,97	69,82	72,64
51 Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1,41	2,97	5,10	7,06	8,84	10,53	12,13	13,65	15,09	16,46	17,76	18,99	20,16	21,26	22,31	23,31	24,25	25,15	25,99	26,80	27,56	28,29	28,97	29,63	30,24	30,83	31,38
52 Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,013	0,028	0,048	0,067	0,083	0,099	0,114	0,129	0,142	0,155	0,168	0,179	0,190	0,201	0,210	0,220	0,229	0,237	0,245	0,253	0,260	0,267	0,273	0,279	0,285	0,291	0,296
53 Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,51	9,47	16,24	22,48	28,16	33,55	38,66	43,50	48,10	52,45	56,59	60,50	64,22	67,75	71,09	74,26	77,27	80,12	82,83	85,39	87,82	90,13	92,32	94,39	96,36	98,23	100,00
54 Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,05																										

## 9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Контроль разработки месторождения Кумдала предлагается осуществлять в виде комплекса целенаправленных и планомерных исследований, направленных на получение необходимого и достаточного объёма информации для решения отдельных задач разработки в масштабе отдельного объекта разработки или месторождения в целом.

Контроль разработки осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической эффективности, как системы разработки объектов в целом, так и отдельных технологических решений, используемых в этой системе, включая мероприятия по их регулированию;
- получения информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектированию мероприятий по их усовершенствованию.

Для месторождения Кумдала контроль разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования предлагается вести с использованием следующих основных видов исследований:

- Определение дебитов жидкости добывающих скважин и приёмистости нагнетательных скважин, содержание парафина в добываемой продукции.
- Физико-химических исследования свойств нефти.
- Гидродинамические исследования пластов и скважин.
- Промыслово-геофизические исследования скважин.
- Гидрохимические исследования.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Кумдала определены на основании «Регламента составления проектов...» [12], «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК» [11], «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений» [18].

Комплекс исследований предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров и приведён в таблице 9.1.

### 9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

#### 9.1.1. Исследования скважин в открытом стволе

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации

геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рациональное выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500: запись кажущегося сопротивления (КС); боковой каротаж (БК); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя: запись кажущегося сопротивления (КС); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнить инклинометрию.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

### ***9.1.2. Исследования скважин в эксплуатационной колонне***

Основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) за разработкой являются: изучение охвата процессом дренирования продуктивных пластов; изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

Как известно, в качестве опытно-промышленных испытаний (ОПИ) во всех скважинах запланировано проведение гидроразрыва пластов (ГРП) и п кислотного разрыва пластов (кГРП), в связи с чем во всех скважинах, в обязательный комплекс исследований необходимо включить проведение исследований по определению профиля притока до и после проведения обработки призабойной зоны скважины (ПЗС).

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит: гамма-каротаж (ГК) – для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных

гамма-аномалий; локатор муфт (ЛМ); механическую ((РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии – для определения профиля притока пластового флюида; влагометрию (ВГД) – для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины; плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) – для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты – газ, нефть, вода.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Такой контроль на месторождении с начала разработки осуществляется следующим образом: первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементажа для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

**Таблица 9.1. Рекомендуемый комплекс исследований по месторождению Кумдала**

Цели и задачи исследований	Виды исследований	Периодичность исследований
<b>1. Геофизические исследования</b>		
Определение границ пластов-коллекторов, оценка емкостных свойств, количественного и	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT). Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза (М 1:200) методами	Во всех проектных добывающих скважинах после бурения
Контроль за равномерной выработкой запасов нефти	Контроль притока методами ЛМ (ССЛ), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагометрия, барометрия, резистивиметрия	В существующих скважинах, а также проектных скважинах после бурения, перед вводом в эксплуатацию.

Цели и задачи исследований	Виды исследований	Периодичность исследований
Контроль за техническим состоянием скважин	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Во всех скважинах - разовые, в процессе разработки - до и после проведения ГТМ по обработке ПЗС.
<b>2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды</b>		
Контроль за свойствами флюидов в пластовых и поверхностных условиях	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	В процессе разработки - с периодичностью раз в два года из всех скважин
	Отбор и исследование устьевых проб нефти и газа	Из всех скважин с периодичностью раз в год
	Отбор и исследование проб пластовой воды	По мере необходимости и при появлении в продукции воды с периодичностью - раз в год
	Определение источников обводнения	По мере необходимости
<b>3. Гидродинамические исследования скважин и пластов</b>		
Контроль за характеристиками эксплуатации скважин	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
Контроль за обводнением скважин и пластов	Определение обводненности добываемой продукции	При появлении в составе добываемой продукции: по скважинам с высокой обводненностью – раз в неделю, по остальным – не менее одного раза в месяц
Контроль за промысловым газовым фактором и режимом работы скважин	Определение газового фактора	При пластовых и забойных давлениях выше давления насыщения нефти газом – раз в год индивидуально по скважинам. При эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом периодичность увеличивается до одного замера в каждой такой скважине в квартал, а при снижении пластового давления – не реже раза в месяц
Контроль за энергетическим состоянием скважин и пластов	Замеры пластовых (статических) давлений	Замеры пластового давления рекомендуется проводить с периодичностью раз в полугодие, а замеры статических уровней – ежемесячно. При механизированном способе добычи рекомендуется оборудовать забойными манометрами
	Замеры забойных (динамических) давлений	Замеры забойного давления рекомендуется проводить с периодичностью раз в квартал в каждой скважине, а замеры динамических уровней – ежемесячно. При механизированном способе добычи рекомендуется оборудовать забойными манометрами

Цели и задачи исследований	Виды исследований	Периодичность исследований
Контроль за продуктивными и фильтрационно-емкостными свойствами призабойной зоны скважин, а также за энергетическим состоянием и контролем оптимального режима работы скважин	Исследования методом установившихся отборов (МУО)	Разовые исследования во всех скважинах, перед вводом в эксплуатацию. В процессе разработки - по мере необходимости и обязательно – до и после проведения ГТМ по обработкам ПЗС
	Исследования методом неустановившихся отборов - регистрацией кривой восстановления давления (КВД)	

## 9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти

Цель исследований нефти, нефтяного газа и пластовой воды состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые могут изменяться не только между различными залежами, но и в пределах одной и той же залежи.

Игнорирование неоднородности свойств нефти по площади залежи и отсутствие контроля за изменением физико-химических свойств в процессе эксплуатации месторождения, могут привести к серьезным ошибкам при прогнозировании параметров разработки месторождения.

В связи с обширной областью применения результатов исследования нефти, нефтяного газа и пластовой воды, требующихся для проектирования разработки месторождения, при проектировании промыслового оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта необходим большой комплекс исследований, в который входят:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадка нефти, температуру насыщения нефти парафином;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание углеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти, в которую входят следующие параметры – плотность, вязкость, молекулярная масса, температура

застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием отбора качественных глубинных проб является наличие однофазного притока пластовых флюидов на забой скважины, что возможно при превышении забойного давления над давлением насыщения. Отбор качественных проб пластовой нефти в условиях предельной или близкой к предельной насыщенности нефти газом имеет ряд особенностей и трудностей.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;
- предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;
- остановка скважины на восстановление пластового давления;
- замер пластового давления и пластовой температуры;
- пуск скважины на минимальном режиме;
- отбор не менее трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

По отобранным пробам рекомендуется выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Далее в процессе разработки отбор и изучение глубинных проб нефти необходимо проводить с периодичностью не менее одного раза в два года из каждой скважины.

Свойства нефти в поверхностных условиях рекомендуется изучать по разгазированным глубинным пробам нефти, а также отбором устьевых проб нефти.

Периодичность исследований устьевых проб нефти – раз в год из каждой скважины.

В процессе разработки месторождения ожидается не высокая обводненность добываемой продукции, учитывая опыт разработки месторождений с аналогичными свойствами пород-коллекторов. Тем не менее, при получении воды в добываемой продукции скважин, контроль за свойствами и состоянием необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав ( $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
- микробиологический анализ – определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВВ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.

Данные исследования по пластовым водам включают отбор проб и определение физико-химического и микробиологического состава вод с периодичностью 1 раз в год при наличии воды в добывающих скважинах.

Согласно «Единым правилам...» (1), в обязательный комплекс промышленных измерений входят: замеры промышленного газового фактора по скважинам.

Тестовые и индивидуальные по скважинам замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в год при пластовом и забойном давлениях больше давления насыщения.

### **9.3. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов**

Рекомендуется предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промышленных характеристик пластовой системы, в течение всего времени реализации проектного документа. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками: снижение пластового давления на единицу добычи

нефти; изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим необходимо организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры при длительной работе скважин на постоянном режиме; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом механических примесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов (прослеживание уровня). Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

Исследования методом установившихся отборов (МУО).

При исследовании МУО работы скважин на трех режимах необходимо замерить ее дебиты и забойное давление (динамический уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Исследования МУО в период промышленной эксплуатации должны проводиться как разовые по всем новым скважинам перед вводом в эксплуатацию, а также по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины). Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор, забойное давление, и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание механических примесей. На основании данных исследования строятся индикаторная диаграмма (зависимость дебит – депрессия на забое).

Исследования методом восстановления давления/уровней (КВД/КВУ).

Метод КВД (КВУ) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе скважин.

В процессе исследования методом КВД (КВУ) регистрируется забойное давление добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на исследовании КВД (КВУ) необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин при помощи глубинных манометров. При исследовании

добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД (КВУ) на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД (КВУ) с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Исследования скважин методом КВД (КВУ) в период промышленной эксплуатации должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым скважинам, по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины).

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях.

Как известно, добывающие скважины рекомендуется эксплуатировать механизированным способом добычи. В этом случае, режимные исследования можно проводить путем изменения параметров работы скважин: число оборотов; число качаний; длина хода штока и т.д.

С периодичностью один раз в квартал рекомендуется проводить исследования по определению забойного давления во всех добывающих скважинах, а с периодичностью два раза в год – пластовых давлений. Контроль в скважинах за динамическими и статическими уровнями можно выполнять с периодичностью один раз в месяц.

**10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

## 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 2023 году по результатам бурения поисково-разведочных скважин, использования материалов переинтерпретации геофизических (сейсморазведка 2D и 3D, ГИС), опробовательских и лабораторных работ произведен подсчет запасов свободного газа, нефти и растворенного газа в нефти месторождения Кумдала по состоянию изученности на 01.03.2023 г.

В результате обработки материалов вышеперечисленных работ значительно уточнены геолого-структурное строение, нефтегазоносность, геологическая модель залежей нефти месторождения Кумдала и выделены газонефтяные залежи по 5 горизонтам: Ю-III кумкольской свиты верхней юры, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-6 дощанской свиты нижней-средней юры.

Итоги этих работ позволили произвести подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов по выделенным продуктивным горизонтам по категориям  $C_1$  и  $C_2$ .

Подсчитанные геологические запасы свободного газа, нефти и растворенного в нефти газа по месторождению составляют, соответственно:

*нефть:*

$C_1$  – 2540 тыс. т геологические, в том числе – 929 тыс. т извлекаемые;

$C_2$  – 614 тыс. т геологические, в том числе – 170 тыс. т извлекаемые;

*растворенный газ:*

$C_1$  – 575,2 млн. м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 210,2 млн. м<sup>3</sup>;

$C_2$  – 134,9 млн. м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 37,6 млн. м<sup>3</sup>;

*свободный газ:*

$C_1$  – 428,1 млн. м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые – 385,3 млн. м<sup>3</sup>;

Для дальнейшей разработки и изучения месторождения Кумдала рекомендуются следующие геологоразведочные работы:

- бурение новых скважин в районе категории  $C_2$  для перевода запасов в категорию  $C_1$ ;
- во всех вновь пробуренных скважинах произвести отбор образцов керна с проведением стандартных и специальных анализов (специальные исследования проводить не менее 25 образцов) для изучения литологического состава и емкостных свойств пород-коллекторов;
- произвести испытание и опробование отложений продуктивных горизонтов в новых и старых скважинах с проведением ГДИС;
- произвести отбор поверхностных проб нефти, газа и воды для уточнения подсчетных параметров;

- отобрать образцы глубинных проб нефти и сделать упор на изучение газосодержания, т.к. в ранее отобранных пробах весьма различимые значения;
- построить опорную сеть для мониторинга за энергетическим состоянием залежей и провести исследовательские работы в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д.), согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр»;
- выполнять мероприятия по ГИС-к на регулярной основе с целью выделения работающих толщин, характера притока, ведения отдельного учета добычи.

## **12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**

**13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ  
ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

### а) Опубликованная литература

1. Правительство РК Экологический кодекс Республики Казахстан от 09.01.2007г №212 (с изменениями и дополнениями от 17.01.2014г);
2. Правительство РК Закон «О недрах и недропользовании Республики Казахстан» от 24.06.2010г №291-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2013г), г. Астана, 2013г;
3. Правительство РК Земельный кодекс Республики Казахстан от 20.06.2003г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.01.2014г)
4. Правительство РК Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593-П, (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.07.2013г);
5. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 24.06.2010 г №291-IV (с изменениями и дополнениями от 04.07.2013г);
6. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.01.2014г);
7. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах от 03.04.2002г № 314-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.07.2013г);
8. Правительство РК Закон РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» от 05.07.1996г №19-1 (с изменениями и дополнениями от 13.01.2014г), г. Астана, 2011г;
9. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №104 от 18.01.2012г;
10. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №201 от 03.02.2012г;
11. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №202 от 03.02.2012г;
12. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования по

- установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №93 от 17.01.2012г;
13. Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», утвержденный совместным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 ноября 2015г №1072 и Министра энергетики Республики Казахстан от 30 ноября 2015г №675;
  14. МЧС РК «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан», г. Астана, 2010г;
  15. Правительство РК «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации. Приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.07.2012г)», г. Астана, 2012г;
  16. МООС РК «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г, г. Астана, 2012г;
  17. Правительство РК Приказ Министра ОС и ВР РК от 11.12.2013г №379-ө «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», г. Астана, 2013г;
  18. МОСиВР «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду» от 11.12.2013г №379-ө
  19. Правительство РК «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» 211.2.01.01-97, г. Астана, 2005г
  20. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» СТ ТОО 7522-1915-39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов», УДК 622.276:665.622:001.89, г. Атырау, 2011г;
  21. Гришин Ф.А. «Промышленная оценка месторождений нефти и газа», г. Москва, «Недра», 1985г;
  22. Гиматудинов Ш.К., Борисов Ю.П., Розенберг М.Д. и др. «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 1983г;
  23. Максимов М.И. «Геологические основы разработки нефтяных месторождений». Изд. 2-е. М., «Недра», 1975г;
  24. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. «Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов», г. Москва, «Недра», 2008г;
  25. Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра»,

26. Лысенко В.Д.,  
Грайфер В.И. 2003г;  
«Рациональная разработка нефтяных месторождений», г.  
Москва, «Недра», 2005г;

**ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

Таблица П 4.1-Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консервации	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину	
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2027	0	0	0	4	0	4	8,99	0	0	4	4	0	8,8	10,1
2028	4	4	0	0	0	8	17,98	0	0	8	8	0	9,3	10,5
2029	3	3	0	0	0	11	24,75	0	0	11	11	0	9,6	10,8
2030	3	3	0	0	0	14	31,52	0	0	14	14	0	9,5	11,0
2031	3	3	0	0	0	17	38,12	0	0	17	17	0	9,3	10,8
2032	2	2	0	0	0	19	42,52	0	0	19	19	0	8,6	10,1
2033	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	19	19	0	7,7	10,1
2034	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	19	19	0	6,8	10,3
2035	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	19	19	0	5,9	10,8
2036	0	0	0	0	0	19	42,52	2	0	17	17	0	5,8	12,8
2037	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	17	17	0	5,1	13,6
2038	0	0	0	0	0	19	42,52	1	0	16	16	0	4,8	15,3
2039	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	16	16	0	4,2	16,1
2040	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	16	16	0	3,7	16,7
2041	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	16	16	0	3,2	17,8
2042	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	16	16	0	2,9	19,2
2043	0	0	0	0	0	19	42,52	1	0	15	15	0	2,7	22,3
2044	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	15	15	0	2,4	24,3
2045	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	15	15	0	2,1	26,5
2046	0	0	0	0	0	19	42,52	1	0	14	14	0	2,0	31,0
2047	0	0	0	0	0	19	42,52	1	0	14	14	0	1,8	33,2
2048	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	14	14	0	1,6	35,0
2049	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	14	14	0	1,4	36,4
2050	0	0	0	0	0	19	42,52	0	0	14	14	0	1,2	37,5

Таблица П 4.2-Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	11,3	2,0	2,0	14,4	2,6	0,006	13,0	13,0	17,3	15,2	13,5	0,0	0,0	0,0	2,6	3
2028	18,8	3,4	3,5	33,1	6,0	0,013	21,2	21,2	38,5	36,3	11,2	0,0	0,0	0,0	4,3	7
2029	30,0	5,4	5,8	63,2	11,5	0,025	33,7	33,7	72,2	70,0	10,9	0,0	0,0	0,0	6,8	14
2030	38,9	7,1	8,0	102,1	18,5	0,040	45,0	45,0	117,1	115,0	13,5	0,0	0,0	0,0	8,8	22
2031	47,0	8,5	10,5	149,1	27,0	0,059	54,6	54,6	171,8	169,6	13,9	0,0	0,0	0,0	10,6	33
2032	50,4	9,1	12,5	199,5	36,2	0,079	59,2	59,2	231,0	228,9	14,9	0,0	0,0	0,0	11,4	44
2033	47,4	8,6	13,5	246,9	44,8	0,097	61,8	61,8	292,8	290,6	23,3	0,0	0,0	0,0	10,7	55
2034	41,5	7,5	13,6	288,4	52,3	0,114	63,1	63,1	355,9	353,7	34,2	0,0	0,0	0,0	9,4	64
2035	36,4	6,6	13,8	324,7	58,9	0,128	66,3	66,3	422,2	420,0	45,2	0,0	0,0	0,0	8,2	73
2036	31,9	5,8	14,1	356,6	64,7	0,140	70,3	70,3	492,5	490,4	54,7	0,0	0,0	0,0	7,2	80
2037	28,0	5,1	14,4	384,6	69,7	0,151	74,6	74,6	567,1	564,9	62,5	0,0	0,0	0,0	6,3	86
2038	24,6	4,5	14,7	409,2	74,2	0,161	78,8	78,8	645,9	643,7	68,8	0,0	0,0	0,0	5,6	92
2039	21,6	3,9	15,2	430,8	78,1	0,170	82,7	82,7	728,6	726,4	73,9	0,0	0,0	0,0	4,9	97
2040	19,0	3,4	15,7	449,8	81,5	0,177	86,2	86,2	814,8	812,6	78,0	0,0	0,0	0,0	4,3	101
2041	16,7	3,0	16,4	466,5	84,6	0,184	91,6	91,6	906,4	904,3	81,7	0,0	0,0	0,0	3,8	105
2042	14,7	2,7	17,3	481,2	87,3	0,189	98,8	98,8	1005,2	1003,0	85,1	0,0	0,0	0,0	3,3	108
2043	13,0	2,4	18,5	494,2	89,6	0,195	107,5	107,5	1112,7	1110,5	87,9	0,0	0,0	0,0	3,0	111
2044	11,5	2,1	20,0	505,7	91,7	0,199	117,4	117,4	1230,0	1227,9	90,2	0,0	0,0	0,0	2,6	114
2045	10,1	1,8	22,1	515,8	93,5	0,203	128,2	128,2	1358,2	1356,1	92,1	0,0	0,0	0,0	2,3	116
2046	9,0	1,6	25,1	524,8	95,2	0,207	139,7	139,7	1497,9	1495,7	93,6	0,0	0,0	0,0	2,0	118
2047	7,9	1,4	29,7	532,7	96,6	0,210	149,4	149,4	1647,3	1645,2	94,7	0,0	0,0	0,0	1,8	120
2048	7,0	1,3	37,4	539,8	97,9	0,213	157,5	157,5	1804,8	1802,7	95,5	0,0	0,0	0,0	1,6	121
2049	6,2	1,1	53,0	546,0	99,0	0,215	164,0	164,0	1968,9	1966,7	96,2	0,0	0,0	0,0	1,4	123
2050	5,5	1,0	100,0	551,5	100,0	0,217	169,0	169,0	2137,9	2135,7	96,7	0,0	0,0	0,0	1,3	124

Таблица П 4.3-Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консервации	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,2	0	0	1	1	0	10,0	12,0	0,0
2028	1	1	0	0	0	2	4,4	0	0	2	2	0	9,6	11,0	0,0
2029	1	1	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	9,1	10,3	0,0
2030	1	1	0	0	0	4	8,8	0	0	4	4	0	8,5	9,7	0,0
2031	1	1	0	0	0	5	11,0	0	0	5	5	0	8,2	9,4	0,0
2032	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	5	5	0	6,0	7,1	0,0
2033	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	5	5	0	5,1	7,2	0,0
2034	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	5	5	0	4,3	7,5	0,0
2035	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	5	5	0	3,6	7,9	0,0
2036	0	0	0	0	0	5	11,0	1	0	4	4	0	3,8	10,4	0,0
2037	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	3,2	10,9	0,0
2038	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	2,6	11,4	0,0
2039	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	2,2	11,7	0,0
2040	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	1,9	11,9	0,0
2041	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	1,6	12,0	0,0
2042	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	1,3	12,0	0,0
2043	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	1,1	11,9	0,0
2044	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	0,9	11,7	0,0
2045	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	0	0,8	11,4	0,0
2046	0	0	0	0	0	5	11,0	1	0	3	3	0	0,9	14,7	0,0
2047	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	0	0,7	14,1	0,0
2048	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	0	0,6	13,5	0,0
2049	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	0	0,5	12,9	0,0
2050	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	0	0,4	12,2	0,0

Таблица П 4.4-Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	3,220	3,3	3,3	4,0	4,1	0,010	3,9	3,9	4,9	4,9	16,4	0,0	0,0	0,0	0,638	0,638
2028	4,859	5,0	5,2	8,8	9,2	0,021	5,6	5,6	10,5	10,5	12,8	0,0	0,0	0,0	0,962	1,600
2029	7,496	7,8	8,5	16,3	16,9	0,039	8,5	8,5	19,0	19,0	12,1	0,0	0,0	0,0	1,484	3,084
2030	9,753	10,1	12,1	26,1	27,0	0,062	11,1	11,1	30,1	30,1	12,3	0,0	0,0	0,0	1,931	5,015
2031	12,1	12,5	17,2	38,2	39,5	0,091	13,8	13,8	44,0	44,0	12,4	0,0	0,0	0,0	2,400	7,415
2032	9,7	10,1	16,7	48,0	49,6	0,115	11,4	11,4	55,4	55,4	14,6	0,0	0,0	0,0	1,928	9,342
2033	8,2	8,5	16,8	56,1	58,1	0,134	11,5	11,5	66,9	66,9	29,1	0,0	0,0	0,0	1,618	10,960
2034	6,9	7,1	16,9	63,0	65,2	0,151	12,0	12,0	78,9	78,9	42,9	0,0	0,0	0,0	1,358	12,319
2035	5,8	6,0	17,1	68,7	71,1	0,164	12,7	12,7	91,6	91,6	54,7	0,0	0,0	0,0	1,140	13,459
2036	4,8	5,0	17,3	73,6	76,1	0,176	13,4	13,4	105,0	105,0	64,0	0,0	0,0	0,0	0,957	14,416
2037	4,1	4,2	17,6	77,6	80,3	0,186	14,1	14,1	119,1	119,1	71,2	0,0	0,0	0,0	0,803	15,219
2038	3,4	3,5	17,9	81,0	83,8	0,194	14,7	14,7	133,8	133,8	76,8	0,0	0,0	0,0	0,674	15,894
2039	2,9	3,0	18,3	83,9	86,8	0,201	15,1	15,1	148,9	148,9	81,1	0,0	0,0	0,0	0,566	16,460
2040	2,4	2,5	18,8	86,3	89,3	0,206	15,4	15,4	164,3	164,3	84,4	0,0	0,0	0,0	0,475	16,935
2041	2,0	2,1	19,4	88,3	91,4	0,211	15,5	15,5	179,7	179,7	87,0	0,0	0,0	0,0	0,399	17,334
2042	1,7	1,7	20,2	90,0	93,1	0,215	15,5	15,5	195,2	195,2	89,1	0,0	0,0	0,0	0,335	17,668
2043	1,4	1,5	21,3	91,4	94,6	0,219	15,3	15,3	210,5	210,5	90,7	0,0	0,0	0,0	0,281	17,949
2044	1,2	1,2	22,7	92,6	95,8	0,222	15,0	15,0	225,5	225,5	92,1	0,0	0,0	0,0	0,236	18,185
2045	1,0	1,0	24,7	93,6	96,8	0,224	14,6	14,6	240,1	240,1	93,2	0,0	0,0	0,0	0,198	18,383
2046	0,8	0,9	27,5	94,5	97,7	0,226	14,2	14,2	254,3	254,3	94,1	0,0	0,0	0,0	0,166	18,550
2047	0,7	0,7	31,9	95,2	98,4	0,228	13,6	13,6	267,9	267,9	94,8	0,0	0,0	0,0	0,140	18,689
2048	0,6	0,6	39,3	95,8	99,1	0,229	13,1	13,1	281,0	281,0	95,5	0,0	0,0	0,0	0,117	18,806
2049	0,5	0,5	54,4	96,2	99,6	0,230	12,4	12,4	293,4	293,4	96,0	0,0	0,0	0,0	0,098	18,904
2050	0,4	0,4	100,0	96,7	100,0	0,231	11,8	11,8	305,2	305,2	96,5	0,0	0,0	0,0	0,083	18,987

Таблица П 4.5-Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин под нагнет с 1 объекта ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,4	0	0	1	1	0	14,0	15,8	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,7	0	0	2	2	0	13,5	15,0	0
2029	1	1	0	0	0	3	7,1	0	0	3	3	0	12,7	14,0	0
2030	1	1	0	0	0	4	9,5	0	0	4	4	0	11,7	13,8	0
2031	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	4	4	0	9,9	12,1	0
2032	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	4	4	0	8,4	11,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	4	4	0	7,2	10,4	0,0
2034	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	4	4	0	6,1	9,6	0,0
2035	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	4	4	0	5,2	9,3	0,0
2036	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	4	4	0	4,5	9,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	4	4	0	3,8	8,8	0,0
2038	0	0	0	0	0	4	9,5	1	0	3	3	0	4,3	11,4	0,0
2039	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	3,7	11,0	0,0
2040	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	3,1	10,7	0,0
2041	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	2,7	10,3	0,0
2042	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	2,3	9,9	0,0
2043	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	2,0	9,4	0,0
2044	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	1,7	9,0	0,0
2045	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	1,4	8,5	0,0
2046	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	1,2	8,1	0,0
2047	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	1,0	7,6	0,0
2048	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	0,9	7,2	0,0
2049	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	0,8	6,7	0,0
2050	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	0	0,6	6,3	0,0

Таблица П 4.6-Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	4,508	3,8	3,8	5,3	4,4	0,009	5,1	5,1	6,2	5,1	11,5	0	0	0	1,104	1,104
2028	6,805	5,7	6,0	12,1	10,2	0,021	7,6	7,6	13,7	12,7	10,1	0	0	0	1,667	2,772
2029	10,487	8,8	9,8	22,6	19,0	0,039	11,6	11,6	25,3	24,3	9,5	0	0	0	2,569	5,341
2030	13,430	11,3	14,0	36,0	30,3	0,063	15,9	15,9	41,2	40,1	15,4	0	0	0	3,290	8,631
2031	12,703	10,7	15,3	48,7	41,0	0,085	15,6	15,6	56,8	55,8	18,7	0	0	0	3,112	11,744
2032	10,835	9,1	15,5	59,5	50,1	0,104	14,5	14,5	71,3	70,3	25,3	0	0	0	2,654	14,398
2033	9,2	7,8	15,6	68,8	57,9	0,120	13,4	13,4	84,7	83,7	31,0	0	0	0	2,264	16,662
2034	7,9	6,6	15,8	76,7	64,5	0,133	12,3	12,3	97,0	96,0	35,9	0	0	0	1,931	18,593
2035	6,7	5,7	16,0	83,4	70,2	0,145	11,9	11,9	109,0	107,9	43,7	0	0	0	1,647	20,240
2036	5,7	4,8	16,2	89,1	75,0	0,155	11,6	11,6	120,6	119,5	50,6	0	0	0	1,405	21,645
2037	4,9	4,1	16,5	94,0	79,1	0,163	11,3	11,3	131,9	130,8	56,7	0	0	0	1,198	22,844
2038	4,2	3,5	16,8	98,2	82,7	0,171	11,0	11,0	142,9	141,8	62,0	0	0	0	1,022	23,866
2039	3,6	3,0	17,3	101,7	85,6	0,177	10,7	10,7	153,5	152,4	66,6	0	0	0	0,872	24,738
2040	3,0	2,6	17,8	104,8	88,2	0,182	10,3	10,3	163,8	162,8	70,6	0	0	0	0,744	25,481
2041	2,6	2,2	18,5	107,4	90,4	0,187	9,9	9,9	173,8	172,7	73,9	0	0	0	0,634	26,115
2042	2,2	1,9	19,3	109,6	92,2	0,191	9,5	9,5	183,3	182,2	76,9	0	0	0	0,541	26,656
2043	1,9	1,6	20,4	111,5	93,8	0,194	9,1	9,1	192,4	191,4	79,4	0	0	0	0,461	27,118
2044	1,6	1,4	21,9	113,1	95,2	0,197	8,7	8,7	201,1	200,0	81,5	0	0	0	0,394	27,511
2045	1,4	1,2	23,9	114,4	96,3	0,199	8,3	8,3	209,4	208,3	83,4	0	0	0	0,336	27,847
2046	1,2	1,0	26,8	115,6	97,3	0,201	7,8	7,8	217,2	216,1	85,0	0	0	0	0,286	28,133
2047	1,0	0,8	31,2	116,6	98,2	0,203	7,4	7,4	224,5	223,5	86,5	0	0	0	0,244	28,378
2048	0,9	0,7	38,8	117,4	98,9	0,204	6,9	6,9	231,4	230,4	87,7	0	0	0	0,208	28,586
2049	0,7	0,6	54,0	118,2	99,5	0,206	6,5	6,5	237,9	236,9	88,8	0	0	0	0,178	28,764
2050	0,6	0,5	100,0	118,8	100,0	0,207	6,0	6,0	244,0	242,9	89,8	0	0	0	0,152	28,915

Таблица П 4.7-Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин с других объектов ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,2	0	0	1	1	0	9	10,4	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,4	0	0	2	2	0	11,0	12,4	0
2029	1	1	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	12,0	13,4	0
2030	1	1	0	0	0	4	8,8	0	0	4	4	0	12,0	13,5	0
2031	2	2	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	0	12,4	13,7	0
2032	2	2	0	0	0	8	17,6	0	0	8	8	0	12,2	13,4	0
2033	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	8	8	0	11,0	13,3	0
2034	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	8	8	0	9,8	14,0	0
2035	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	8	8	0	8,7	15,1	0
2036	0	0	0	0	0	8	17,6	1	0	7	7	0	8,8	18,9	0
2037	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	7	7	0	7,9	20,6	0
2038	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	7	7	0	7,0	22,3	0
2039	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	7	7	0	6,2	24,0	0
2040	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	7	7	0	5,5	25,6	0
2041	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	7	7	0	4,9	28,1	0
2042	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	7	7	0	4,4	31,5	0
2043	0	0	0	0	0	8	17,6	1	0	6	6	0	4,5	41,5	0
2044	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	6	6	0	4,0	47,0	0
2045	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	6	6	0	3,6	53,0	0
2046	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	6	6	0	3,2	59,4	0
2047	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	6	6	0	2,8	65,0	0
2048	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	6	6	0	2,5	69,7	0
2049	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	6	6	0	2,2	73,6	0
2050	0	0	0	0	0	8	17,6	0	0	6	6	0	2,0	76,8	0

Таблица П 4.8-Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	2,898	0,9	0,9	3,7	1,2	0,003	3	3	4	3	14	0	0	0	0,655	0,655
2028	5,57	1,8	1,8	9,2	3,0	0,006	6,3	6,3	10,7	9,6	10,9	0	0	0	1,259	1,914
2029	9,92	3,2	3,3	19,2	6,3	0,013	11,1	11,1	21,7	20,7	10,3	0	0	0	2,242	4,156
2030	13,75	4,5	4,8	32,9	10,7	0,023	15,4	15,4	37,2	36,1	11,0	0	0	0	3,106	7,263
2031	20,44	6,7	7,5	53,4	17,4	0,037	22,7	22,7	59,9	58,8	9,9	0	0	0	4,620	11,883
2032	28,13	9,2	11,1	81,5	26,6	0,057	30,8	30,8	90,7	89,6	8,6	0	0	0	6,357	18,241
2033	28,38	9,3	12,6	109,9	35,8	0,076	34,3	34,3	124,9	123,8	17,2	0	0	0	6,413	24,654
2034	25,23	8,2	12,8	135,1	44,1	0,094	36,1	36,1	161,0	160,0	30,1	0	0	0	5,702	30,356
2035	22,43	7,3	13,1	157,5	51,4	0,109	39,0	39,0	200,0	199,0	42,5	0	0	0	5,069	35,425
2036	19,94	6,5	13,4	177,5	57,9	0,123	42,6	42,6	242,6	241,5	53,1	0	0	0	4,507	39,931
2037	17,73	5,8	13,7	195,2	63,7	0,135	46,4	46,4	289,0	288,0	61,8	0	0	0	4,007	43,938
2038	15,76	5,1	14,2	210,9	68,8	0,146	50,3	50,3	339,4	338,3	68,7	0	0	0	3,562	47,501
2039	14,01	4,6	14,7	225,0	73,4	0,156	54,2	54,2	393,5	392,5	74,1	0	0	0	3,167	50,668
2040	12,46	4,1	15,3	237,4	77,5	0,165	57,7	57,7	451,2	450,2	78,4	0	0	0	2,816	53,483
2041	11,08	3,6	16,0	248,5	81,1	0,172	63,4	63,4	514,6	513,5	82,5	0	0	0	2,503	55,987
2042	9,85	3,2	17,0	258,3	84,3	0,179	70,9	70,9	585,5	584,5	86,1	0	0	0	2,226	58,212
2043	8,76	2,9	18,2	267,1	87,2	0,185	80,2	80,2	665,7	664,7	89,1	0	0	0	1,979	60,191
2044	7,78	2,5	19,8	274,9	89,7	0,191	90,8	90,8	756,5	755,4	91,4	0	0	0	1,759	61,950
2045	6,92	2,3	21,9	281,8	92,0	0,196	102,4	102,4	859,0	857,9	93,2	0	0	0	1,564	63,514
2046	6,15	2,0	25,0	288,0	94,0	0,200	114,8	114,8	973,8	972,7	94,6	0	0	0	1,391	64,905
2047	5,47	1,8	29,6	293,4	95,7	0,204	125,6	125,6	1099,3	1098,2	95,6	0	0	0	1,236	66,141
2048	4,86	1,6	37,3	298,3	97,3	0,207	134,7	134,7	1234,0	1232,9	96,4	0	0	0	1,099	67,240
2049	4,32	1,4	52,9	302,6	98,7	0,210	142,3	142,3	1376,3	1375,2	97,0	0	0	0	0,977	68,217
2050	3,84	1,3	100,0	306,5	100,0	0,213	148,3	148,3	1524,6	1523,5	97,4	0	0	0	0,869	69,086

Таблица П 4.9-Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин с других объектов ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут	Кол-во перевод. доб. скв. с 1 объекта
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
2027	0	0	0	1	0	1	2,22	0	0	1	1	0	2,0	2,3	0	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,1	3,5	0	0
2029	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,3	3,9	0	0
2030	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,0	3,9	0	0
2031	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,8	3,9	0	1
2032	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,6	4,0	0	0
2033	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,5	4,0	0	0
2034	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,4	4,1	0	0
2035	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,2	4,2	0	0
2036	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,1	4,2	0	0
2037	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,0	4,3	0	0
2038	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,9	4,3	0	0
2039	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,8	4,4	0	0
2040	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,7	4,4	0	0
2041	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,6	4,4	0	0
2042	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,5	4,4	0	0
2043	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,5	4,4	0	0
2044	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,4	4,5	0	0
2045	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,3	4,5	0	0
2046	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,3	4,5	0	0
2047	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,2	4,5	0	
2048	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,1	4,5	0	
2049	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,1	4,5	0	
2050	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,0	4,4	0	

Таблица П 4.10-Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	0,6	2,2	2,2	1,4	4,8	0,013	0,7	0,7	1,8	1,8	11,4	0	0	0	0,158	0,158
2028	1,6	5,3	5,5	3,0	10,0	0,028	1,8	1,8	3,6	3,6	12,0	0	0	0	0,382	0,540
2029	2,1	7,2	8,0	5,1	17,2	0,048	2,5	2,5	6,1	6,1	15,3	0	0	0	0,521	1,060
2030	2,0	6,6	8,0	7,1	23,8	0,067	2,5	2,5	8,6	8,6	22,4	0	0	0	0,480	1,540
2031	1,8	6,0	7,9	8,8	29,8	0,083	2,5	2,5	11,1	11,1	28,4	0	0	0	0,437	1,977
2032	1,7	5,7	8,1	10,5	35,5	0,099	2,5	2,5	13,6	13,6	33,6	0	0	0	0,414	2,391
2033	1,6	5,4	8,4	12,1	41,0	0,114	2,6	2,6	16,2	16,2	38,3	0	0	0	0,393	2,784
2034	1,5	5,1	8,7	13,7	46,1	0,129	2,6	2,6	18,9	18,9	42,5	0	0	0	0,373	3,156
2035	1,4	4,9	9,0	15,1	51,0	0,142	2,7	2,7	21,6	21,6	46,3	0	0	0	0,353	3,509
2036	1,4	4,6	9,4	16,5	55,6	0,155	2,7	2,7	24,3	24,3	49,8	0	0	0	0,335	3,845
2037	1,3	4,4	9,9	17,8	59,9	0,168	2,8	2,8	27,0	27,0	52,9	0	0	0	0,318	4,162
2038	1,2	4,2	10,4	19,0	64,1	0,179	2,8	2,8	29,8	29,8	55,8	0	0	0	0,301	4,464
2039	1,2	3,9	11,0	20,2	68,0	0,190	2,8	2,8	32,6	32,6	58,4	0	0	0	0,286	4,749
2040	1,1	3,7	11,7	21,3	71,8	0,201	2,8	2,8	35,5	35,5	60,8	0	0	0	0,271	5,021
2041	1,0	3,5	12,5	22,3	75,3	0,210	2,8	2,8	38,3	38,3	63,1	0	0	0	0,257	5,278
2042	1,0	3,4	13,6	23,3	78,7	0,220	2,9	2,9	41,2	41,2	65,1	0	0	0	0,244	5,521
2043	0,9	3,2	14,9	24,3	81,9	0,229	2,9	2,9	44,0	44,0	67,1	0	0	0	0,231	5,753
2044	0,9	3,0	16,7	25,1	84,9	0,237	2,9	2,9	46,9	46,9	68,8	0	0	0	0,219	5,972
2045	0,8	2,9	18,9	26,0	87,7	0,245	2,9	2,9	49,8	49,8	70,5	0	0	0	0,208	6,180
2046	0,8	2,7	22,2	26,8	90,5	0,253	2,9	2,9	52,6	52,6	72,0	0	0	0	0,197	6,377
2047	0,8	2,6	27,0	27,6	93,0	0,260	2,9	2,9	55,5	55,5	73,5	0	0	0	0,187	6,564
2048	0,7	2,4	35,1	28,3	95,5	0,267	2,9	2,9	58,4	58,4	74,8	0	0	0	0,177	6,742
2049	0,7	2,3	51,3	29,0	97,8	0,273	2,9	2,9	61,3	61,3	76,1	0	0	0	0,168	6,910
2050	0,7	2,2	100,0	29,6	100,0	0,279	2,9	2,9	64,1	64,1	77,2	0	0	0	0,160	7,070

Таблица П 4.11-Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консервации	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти т/сут	жидкости т/сут	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	4	0	4	8,99	0	0	4	4	0	8,8	10,1	0,0
2028	4	4	0	0	0	8	17,98	0	0	8	8	0	11,6	13,2	0,0
2029	4	4	0	0	0	12	26,95	0	0	12	12	0	14,0	15,8	0,0
2030	4	4	0	0	1	16	35,92	0	0	15	15	1	15,8	18,5	140,2
2031	4	4	0	0	2	20	44,89	0	0	17	17	3	17,8	25,2	196,9
2032	3	3	0	0	2	23	51,49	0	0	18	18	5	17,6	27,4	139,6
2033	2	2	0	0	1	25	55,89	0	0	19	19	6	16,8	30,0	123,7
2034	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	14,5	29,6	119,9
2035	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	12,4	29,9	115,5
2036	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	10,7	30,2	111,5
2037	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	9,2	30,3	107,8
2038	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	7,9	30,3	104,4
2039	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	6,8	30,2	101,2
2040	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	5,9	30,0	98,3
2041	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	5,1	29,8	95,5
2042	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	4,4	29,6	92,9
2043	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	3,8	29,3	90,5
2044	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	3,3	29,0	88,2
2045	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	3,0	30,3	86,0
2046	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	19	19	6	2,7	31,8	83,9
2047	0	0	0	0	0	25	55,89	1	0	17	17	6	2,4	31,3	81,9
2048	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	17	17	6	2,1	30,9	80,0
2049	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	17	17	6	1,8	30,4	78,2
2050	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	17	17	6	1,6	29,9	76,5
2051	0	0	0	0	0	25	55,89	0	0	17	17	6	1,4	29,4	74,8

Таблица П 4.12-Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	11,3	1,1	1,1	14,4	1,4	0,006	13,0	13,0	17,3	17,3	13,5	0,0	0,0	0,0	2,6	3
2028	23,5	2,4	2,4	37,9	3,8	0,015	26,7	26,7	44,0	44,0	12,0	0,0	0,0	0,0	5,3	8
2029	46,1	4,6	4,8	84,0	8,4	0,033	52,3	52,3	96,3	96,3	11,8	0,0	0,0	0,0	10,5	18
2030	67,5	6,8	7,4	151,5	15,2	0,060	79,2	79,2	175,5	175,5	14,7	48,6	48,6	42,4	15,3	34
2031	87,3	8,8	10,4	238,8	24,0	0,094	123,9	123,9	299,4	299,4	29,6	204,7	253,3	120,6	19,8	54
2032	97,2	9,8	12,9	336,0	33,8	0,132	151,3	151,3	450,7	450,7	35,7	241,9	495,2	119,6	22,0	76
2033	94,8	9,5	14,4	430,8	43,3	0,170	169,7	169,7	620,4	620,4	44,1	257,2	752,5	117,2	21,4	97
2034	84,0	8,4	14,9	514,8	51,8	0,203	171,5	171,5	791,9	791,9	51,0	249,3	1001,8	115,6	19,0	116
2035	72,1	7,3	15,0	586,9	59,0	0,231	173,5	173,5	965,4	965,4	58,5	240,2	1242,0	113,6	16,3	132
2036	61,9	6,2	15,2	648,8	65,3	0,255	174,7	174,7	1140,1	1140,1	64,6	231,8	1473,8	111,9	14,0	146
2037	53,2	5,4	15,4	702,0	70,6	0,276	175,3	175,3	1315,4	1315,4	69,6	224,1	1697,9	110,3	12,1	158
2038	45,8	4,6	15,7	747,8	75,2	0,294	175,3	175,3	1490,7	1490,7	73,9	217,1	1915,0	108,9	10,4	169
2039	39,4	4,0	16,0	787,2	79,2	0,310	174,8	174,8	1665,6	1665,6	77,5	210,5	2125,4	107,6	9,0	178
2040	34,0	3,4	16,4	821,2	82,6	0,323	174,0	174,0	1839,6	1839,6	80,5	204,4	2329,8	106,5	7,7	185
2041	29,3	2,9	17,0	850,5	85,6	0,335	172,8	172,8	2012,4	2012,4	83,0	198,6	2528,4	105,5	6,7	192
2042	25,3	2,5	17,6	875,8	88,1	0,345	171,4	171,4	2183,7	2183,7	85,2	193,2	2721,7	104,7	5,8	198
2043	21,8	2,2	18,5	897,6	90,3	0,353	169,7	169,7	2353,4	2353,4	87,1	188,2	2909,8	103,9	5,0	203
2044	18,9	1,9	19,6	916,5	92,2	0,361	167,8	167,8	2521,2	2521,2	88,8	183,4	3093,2	103,2	4,3	207
2045	16,3	1,6	21,1	932,8	93,8	0,367	165,8	165,8	2686,9	2686,9	90,2	178,8	3272,1	102,6	3,7	211
2046	14,1	1,4	23,1	946,9	95,3	0,373	163,6	163,6	2850,5	2850,5	91,4	174,5	3446,6	102,0	3,2	214
2047	12,2	1,2	26,0	959,2	96,5	0,378	161,3	161,3	3011,9	3011,9	92,4	170,4	3617,0	101,6	2,8	217
2048	10,6	1,1	30,5	969,8	97,6	0,382	159,0	159,0	3170,9	3170,9	93,3	166,4	3783,4	101,1	2,4	219
2049	9,2	0,9	38,1	979,0	98,5	0,385	156,6	156,6	3327,5	3327,5	94,1	162,6	3946,0	100,7	2,1	221
2050	8,0	0,8	53,5	987,0	99,3	0,389	154,2	154,2	3481,6	3481,6	94,8	159,0	4105,0	100,4	1,8	223
2051	7,0	0,7	100,0	994,0	100,0	0,391	151,7	151,7	3633,3	3633,3	95,4	155,5	4260,5	100,1	1,6	225

Таблица П 4.13-Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консервации	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,2	0	0	1	1	0	10,0	12,0	0,0
2028	1	1	0	0	0	2	4,4	0	0	2	2	0	11,4	13,2	0,0
2029	1	1	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	11,5	13,4	0,0
2030	1	1	0	0	0	4	8,8	0	0	4	4	0	10,7	12,6	0,0
2031	1	1	0	0	1	5	11,0	0	0	4	4	1	13,2	18,7	79,7
2032	1	1	0	0	1	6	13,2	0	0	4	4	2	14,6	21,9	46,1
2033	1	1	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	11,9	21,1	54,8
2034	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	9,0	19,3	53,2
2035	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	7,3	18,9	50,7
2036	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	5,9	18,5	48,5
2037	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	4,8	18,0	46,4
2038	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	3,9	17,6	44,5
2039	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	3,2	17,1	42,7
2040	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	2,6	16,6	41,1
2041	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	2,1	16,2	39,5
2042	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	1,7	15,7	38,1
2043	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	1,4	15,2	36,7
2044	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	1,1	14,8	35,4
2045	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	0,9	14,3	34,1
2046	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	5	5	2	0,7	13,9	33,0
2047	0	0	0	0	0	7	15,4	1	0	4	4	2	0,8	16,8	31,8
2048	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	4	4	2	0,6	16,3	30,7
2049	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	4	4	2	0,5	15,8	29,7
2050	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	4	4	2	0,4	15,3	28,7
2051	0	0	0	0	0	7	15,4	0	0	4	4	2	0,3	14,8	27,8

Таблица П 4.14-Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	3,220	2,1	2,1	4,0	2,6	0,010	3,9	3,9	4,9	4,9	16,4	0,0	0,0	0,0	0,638	0,638
2028	5,739	3,7	3,8	9,7	6,2	0,023	6,7	6,7	11,6	11,6	13,9	0,0	0,0	0,0	1,136	1,774
2029	9,489	6,1	6,5	19,2	12,3	0,046	11,1	11,1	22,7	22,7	14,2	0,0	0,0	0,0	1,879	3,653
2030	12,317	7,9	9,0	31,5	20,2	0,075	14,5	14,5	37,2	37,2	15,1	0,0	0,0	0,0	2,439	6,091
2031	15,2	9,7	12,2	46,7	29,9	0,112	21,5	21,5	58,6	58,6	29,3	27,6	27,6	100,0	3,008	9,099
2032	16,8	10,7	15,3	63,5	40,6	0,152	25,2	25,2	83,8	83,8	33,4	32,0	59,6	100,0	3,321	12,420
2033	17,4	11,2	18,8	80,9	51,8	0,194	31,0	31,0	114,8	114,8	43,7	38,0	97,6	100,0	3,455	15,875
2034	14,5	9,3	19,2	95,4	61,0	0,228	31,1	31,1	145,8	145,8	53,3	36,9	134,5	100,0	2,871	18,746
2035	11,8	7,5	19,3	107,2	68,6	0,257	30,4	30,4	176,3	176,3	61,3	35,2	169,7	100,0	2,332	21,078
2036	9,6	6,1	19,5	116,8	74,7	0,279	29,8	29,8	206,0	206,0	67,8	33,6	203,4	100,0	1,894	22,972
2037	7,8	5,0	19,6	124,6	79,7	0,298	29,0	29,0	235,1	235,1	73,2	32,2	235,5	100,0	1,538	24,510
2038	6,3	4,0	19,9	130,9	83,7	0,313	28,3	28,3	263,4	263,4	77,7	30,9	266,4	100,0	1,250	25,760
2039	5,1	3,3	20,1	136,0	87,0	0,325	27,5	27,5	290,9	290,9	81,4	29,6	296,0	100,0	1,015	26,775
2040	4,2	2,7	20,5	140,2	89,6	0,335	26,8	26,8	317,7	317,7	84,5	28,5	324,5	100,0	0,824	27,599
2041	3,4	2,2	20,9	143,5	91,8	0,343	26,0	26,0	343,7	343,7	87,0	27,4	351,9	100,0	0,670	28,269
2042	2,7	1,8	21,5	146,3	93,6	0,350	25,3	25,3	369,0	369,0	89,1	26,4	378,3	100,0	0,544	28,813
2043	2,2	1,4	22,2	148,5	95,0	0,355	24,5	24,5	393,5	393,5	90,9	25,4	403,7	100,0	0,442	29,255
2044	1,8	1,2	23,2	150,3	96,2	0,360	23,8	23,8	417,3	417,3	92,4	24,5	428,2	100,0	0,359	29,614
2045	1,5	0,9	24,5	151,8	97,1	0,363	23,1	23,1	440,4	440,4	93,6	23,7	451,9	100,0	0,291	29,905
2046	1,2	0,8	26,3	153,0	97,9	0,366	22,4	22,4	462,8	462,8	94,7	22,9	474,8	100,0	0,237	30,142
2047	1,0	0,6	29,0	154,0	98,5	0,368	21,7	21,7	484,5	484,5	95,5	22,1	496,8	100,0	0,192	30,334
2048	0,8	0,5	33,2	154,8	99,0	0,370	21,0	21,0	505,5	505,5	96,2	21,3	518,2	100,0	0,156	30,490
2049	0,6	0,4	40,5	155,4	99,4	0,372	20,3	20,3	525,8	525,8	96,9	20,6	538,8	100,0	0,127	30,617
2050	0,5	0,3	55,2	155,9	99,7	0,373	19,7	19,7	545,5	545,5	97,4	19,9	558,7	100,0	0,103	30,720
2051	0,4	0,3	100,0	156,3	100,0	0,374	19,1	19,1	564,6	564,6	97,8	19,3	577,9	100,0	0,084	30,804

Таблица П 4.15-Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин под нагнет с 1 объекта ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,4	0	0	1	1	0	14,0	15,8	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,7	0	0	2	2	0	17,5	19,4	0
2029	1	1	0	0	0	3	7,1	0	0	3	3	0	18,4	20,3	0
2030	1	1	0	0	1	4	9,5	0	0	3	3	1	25,3	31,0	140
2031	1	1	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	23,0	29,2	180
2032	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	19,4	27,8	182,2
2033	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	16,7	27,1	168,6
2034	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	14,4	26,4	156,5
2035	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	12,3	25,7	145,8
2036	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	10,6	25,1	136,3
2037	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	9,1	24,4	127,9
2038	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	7,9	23,8	120,3
2039	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	6,8	23,1	113,5
2040	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	5,8	22,5	107,3
2041	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	5,0	21,9	101,8
2042	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	4,3	21,3	96,7
2043	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	3,7	20,8	92,2
2044	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	3,2	20,2	88,0
2045	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	2,7	19,6	84,1
2046	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	2,4	19,1	80,6
2047	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	2,0	18,6	77,3
2048	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	1,7	18,1	74,2
2049	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	1,5	17,6	71,4
2050	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	1,3	17,1	68,8
2051	0	0	0	0	0	5	11,9	0	0	4	4	1	1,1	16,6	66,3

Таблица П 4.16-Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	4,51	1,8	1,8	5,3	2,1	0,009	5,1	5,1	6,2	6,2	11,5	0	0	0	1,104	1,104
2028	8,81	3,6	3,7	14,1	5,7	0,025	9,8	9,8	16,0	16,0	10,1	0	0	0	2,159	3,264
2029	15,18	6,2	6,5	29,3	11,9	0,051	16,8	16,8	32,8	32,8	9,6	0	0	0	3,719	6,983
2030	20,92	8,5	9,6	50,2	20,4	0,087	25,6	25,6	58,4	58,4	18,3	49	49	100	5,126	12,109
2031	26,39	10,7	13,5	76,6	31,1	0,133	33,5	33,5	91,9	91,9	21,2	62	111	100	6,466	18,575
2032	24,99	10,1	14,7	101,6	41,2	0,177	35,8	35,8	127,6	127,6	30,1	63	174	100	6,122	24,697
2033	21,5	8,7	14,8	123,1	49,9	0,214	34,9	34,9	162,5	162,5	38,4	58	233	100	5,266	29,962
2034	18,5	7,5	15,0	141,5	57,4	0,246	34,0	34,0	196,5	196,5	45,6	54	287	100	4,529	34,491
2035	15,9	6,5	15,2	157,4	63,9	0,274	33,1	33,1	229,6	229,6	52,0	51	338	100	3,895	38,386
2036	13,7	5,5	15,4	171,1	69,4	0,298	32,3	32,3	261,9	261,9	57,6	47	385	100	3,350	41,736
2037	11,8	4,8	15,6	182,9	74,2	0,318	31,4	31,4	293,3	293,3	62,6	44	429	100	2,881	44,617
2038	10,1	4,1	15,9	193,0	78,3	0,336	30,6	30,6	324,0	324,0	67,0	42	471	100	2,478	47,095
2039	8,7	3,5	16,3	201,7	81,9	0,351	29,8	29,8	353,8	353,8	70,8	39	510	100	2,131	49,226
2040	7,5	3,0	16,7	209,2	84,9	0,364	29,0	29,0	382,8	382,8	74,2	37	547	100	1,833	51,059
2041	6,4	2,6	17,3	215,6	87,5	0,375	28,2	28,2	411,0	411,0	77,2	35	583	100	1,576	52,636
2042	5,5	2,2	18,0	221,1	89,8	0,385	27,5	27,5	438,5	438,5	79,9	34	616	100	1,356	53,992
2043	4,8	1,9	18,8	225,9	91,7	0,393	26,7	26,7	465,2	465,2	82,2	32	648	100	1,166	55,158
2044	4,1	1,7	20,0	230,0	93,3	0,400	26,0	26,0	491,2	491,2	84,3	31	679	100	1,003	56,161
2045	3,5	1,4	21,5	233,5	94,8	0,406	25,3	25,3	516,5	516,5	86,1	29	708	100	0,863	57,023
2046	3,0	1,2	23,5	236,5	96,0	0,411	24,6	24,6	541,1	541,1	87,7	28	736	100	0,742	57,765
2047	2,6	1,1	26,4	239,2	97,1	0,416	23,9	23,9	565,1	565,1	89,1	27	763	100	0,638	58,403
2048	2,2	0,9	30,9	241,4	98,0	0,420	23,3	23,3	588,4	588,4	90,4	26	788	100	0,549	58,952
2049	1,9	0,8	38,5	243,3	98,7	0,423	22,6	22,6	611,0	611,0	91,5	25	813	100	0,472	59,424
2050	1,7	0,7	53,8	245,0	99,4	0,426	22,0	22,0	633,0	633,0	92,5	24	837	100	0,406	59,830
2051	1,4	0,6	100,0	246,4	100,0	0,429	21,4	21,4	654,4	654,4	93,3	23	860	100	0,349	60,179

Таблица П 4.17-Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин с других объектов ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,2	0	0	1	1	0	9	10,4	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,4	0	0	2	2	0	14,7	16,8	0
2029	2	2	0	0	0	4	8,8	0	0	4	4	0	19,2	21,8	0
2030	2	2	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	0	19,6	22,1	0
2031	2	2	0	0	1	8	17,6	0	0	7	7	1	22,2	33,7	330,7
2032	2	2	0	0	1	10	22	0	0	8	8	2	23,4	38,2	211,7
2033	1	1	0	0	1	11	24,2	0	0	8	8	3	22,3	41,6	154,5
2034	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	19,2	40,3	152,0
2035	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	16,7	41,6	148,4
2036	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	14,5	42,7	145,1
2037	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	12,6	43,5	141,9
2038	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	10,9	44,1	138,9
2039	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	9,5	44,5	136,0
2040	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	8,2	44,8	133,3
2041	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	7,2	44,9	130,7
2042	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	6,2	44,9	128,1
2043	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	5,4	44,9	125,7
2044	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	4,7	44,7	123,4
2045	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	8	8	3	4,1	44,5	121,1
2046	0	0	0	0		11	24,2	0	0	8	8	3	3,5	44,2	118,9
2047	0	0	0	0	0	11	24,2	1	0	7	7	3	3,5	50,1	116,8
2048	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	7	7	3	3,0	49,6	114,7
2049	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	7	7	3	2,6	49,1	112,7
2050	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	7	7	3	2,3	48,6	110,8
2051	0	0	0	0	0	11	24,2	0	0	7	7	3	2,0	48,1	108,9

Таблица П 4.18-Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа		
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
2027	2,898	0,5	0,5	3,7	0,7	0,003	3,4	3,4	4,4	4,4	13,6	0	0	0	0,655	0,655	0,654948
2028	7,39	1,3	1,3	11,1	2,0	0,008	8,5	8,5	12,9	12,9	12,6	0	0	0	1,671	2,326	1,671131
2029	19,33	3,4	3,5	30,4	5,4	0,021	22,0	22,0	34,9	34,9	12,0	0	0	0	4,369	6,695	4,368562
2030	32,32	5,8	6,1	62,7	11,2	0,044	36,5	36,5	71,4	71,4	11,5	0	0	0	7,305	14,000	7,304975
2031	43,93	7,8	8,8	106,6	19,0	0,074	66,4	66,4	137,8	137,8	33,9	115	115	100	9,928	23,928	9,928456
2032	53,78	9,6	11,8	160,4	28,6	0,111	87,8	87,8	225,6	225,6	38,7	147	261	100	12,155	36,083	12,15524
2033	54,23	9,7	13,5	214,7	38,3	0,149	101,2	101,2	326,8	326,8	46,4	161	422	100	12,256	48,340	12,25639
2034	49,47	8,8	14,3	264,1	47,1	0,183	103,8	103,8	430,7	430,7	52,3	158	580	100	11,181	59,521	11,1808
2035	42,96	7,7	14,5	307,1	54,7	0,213	107,3	107,3	537,9	537,9	59,9	154	735	100	9,710	69,230	9,709566
2036	37,31	6,7	14,7	344,4	61,4	0,239	110,0	110,0	647,9	647,9	66,1	151	886	100	8,432	77,662	8,431927
2037	32,40	5,8	15,0	376,8	67,2	0,261	112,1	112,1	760,0	760,0	71,1	148	1033	100	7,322	84,984	7,322406
2038	28,14	5,0	15,3	404,9	72,2	0,281	113,6	113,6	873,6	873,6	75,2	144	1178	100	6,359	91,343	6,358883
2039	24,43	4,4	15,7	429,4	76,5	0,298	114,7	114,7	988,3	988,3	78,7	142	1319	100	5,522	96,865	5,522145
2040	21,22	3,8	16,1	450,6	80,3	0,313	115,4	115,4	1103,6	1103,6	81,6	139	1458	100	4,796	101,661	4,79551
2041	18,43	3,3	16,7	469,0	83,6	0,325	115,7	115,7	1219,4	1219,4	84,1	136	1594	100	4,164	105,825	4,16449
2042	16,00	2,9	17,4	485,0	86,5	0,337	115,7	115,7	1335,1	1335,1	86,2	133	1727	100	3,617	109,442	3,616503
2043	13,90	2,5	18,3	498,9	88,9	0,346	115,5	115,5	1450,6	1450,6	88,0	131	1858	100	3,141	112,583	3,140623
2044	12,07	2,2	19,4	511,0	91,1	0,355	115,1	115,1	1565,7	1565,7	89,5	128	1986	100	2,727	115,310	2,727362
2045	10,48	1,9	21,0	521,5	93,0	0,362	114,5	114,5	1680,2	1680,2	90,8	126	2112	100	2,368	117,678	2,36848
2046	9,10	1,6	23,0	530,6	94,6	0,368	113,7	113,7	1794,0	1794,0	92,0	124	2236	100	2,057	119,735	2,056822
2047	7,90	1,4	26,0	538,5	96,0	0,374	112,8	112,8	1906,8	1906,8	93,0	122	2358	100	1,786	121,521	1,786174
2048	6,86	1,2	30,5	545,3	97,2	0,378	111,8	111,8	2018,6	2018,6	93,9	119	2477	100	1,551	123,073	1,551139
2049	5,96	1,1	38,1	551,3	98,3	0,383	110,7	110,7	2129,4	2129,4	94,6	117	2594	100	1,347	124,420	1,347032
2050	5,18	0,9	53,5	556,5	99,2	0,386	109,6	109,6	2238,9	2238,9	95,3	115	2709	100	1,170	125,589	1,169782
2051	4,49	0,8	100,0	561,0	100,0	0,389	108,3	108,3	2347,3	2347,3	95,9	113	2823	100	1,016	126,605	1,015855

Таблица П 4.19-Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации ед.	Перевод скважин с других объектов ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					всего ед.	нагнет. ед.	всего ед.	мех-х ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,22	0	0	1	1	0	2,0	2,3	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,1	3,5	0
2029	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,3	3,9	0
2030	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,0	3,9	0
2031	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,8	3,9	0
2032	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,6	4,0	0
2033	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,5	4,0	0
2034	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,4	4,1	0
2035	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,2	4,2	0
2036	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,1	4,2	0
2037	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,0	4,3	0
2038	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,9	4,3	0
2039	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,8	4,4	0
2040	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,7	4,4	0
2041	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,6	4,4	0
2042	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,5	4,4	0
2043	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,5	4,4	0
2044	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,4	4,5	0
2045	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,3	4,5	0
2046	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,3	4,5	0
2047	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,2	4,5	0
2048	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,1	4,5	0
2049	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,1	4,5	0
2050	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,0	4,4	0
2051	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,0	4,4	0

Таблица П 4.20-Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	0,6	2,1	2,1	1,4	4,7	0,013	0,7	0,7	1,8	1,8	11,4	0	0	0	0,158	0,158
2028	1,6	5,2	5,4	3,0	9,8	0,028	1,8	1,8	3,6	3,6	12,0	0	0	0	0,382	0,540
2029	2,1	7,0	7,8	5,1	16,9	0,048	2,5	2,5	6,1	6,1	15,3	0	0	0	0,521	1,060
2030	2,0	6,5	7,8	7,1	23,3	0,067	2,5	2,5	8,6	8,6	22,4	0	0	0	0,480	1,540
2031	1,8	5,9	7,7	8,8	29,2	0,083	2,5	2,5	11,1	11,1	28,4	0	0	0	0,437	1,977
2032	1,7	5,6	7,9	10,5	34,8	0,099	2,5	2,5	13,6	13,6	33,6	0	0	0	0,414	2,391
2033	1,6	5,3	8,1	12,1	40,1	0,114	2,6	2,6	16,2	16,2	38,3	0	0	0	0,393	2,784
2034	1,5	5,0	8,4	13,7	45,1	0,129	2,6	2,6	18,9	18,9	42,5	0	0	0	0,373	3,156
2035	1,4	4,8	8,7	15,1	49,9	0,142	2,7	2,7	21,6	21,6	46,3	0	0	0	0,353	3,509
2036	1,4	4,5	9,0	16,5	54,4	0,155	2,7	2,7	24,3	24,3	49,8	0	0	0	0,335	3,845
2037	1,3	4,3	9,4	17,8	58,7	0,168	2,8	2,8	27,0	27,0	52,9	0	0	0	0,318	4,162
2038	1,2	4,1	9,9	19,0	62,8	0,179	2,8	2,8	29,8	29,8	55,8	0	0	0	0,301	4,464
2039	1,2	3,9	10,4	20,2	66,6	0,190	2,8	2,8	32,6	32,6	58,4	0	0	0	0,286	4,749
2040	1,1	3,7	11,0	21,3	70,3	0,201	2,8	2,8	35,5	35,5	60,8	0	0	0	0,271	5,021
2041	1,0	3,5	11,7	22,3	73,8	0,210	2,8	2,8	38,3	38,3	63,1	0	0	0	0,257	5,278
2042	1,0	3,3	12,5	23,3	77,1	0,220	2,9	2,9	41,2	41,2	65,1	0	0	0	0,244	5,521
2043	0,9	3,1	13,6	24,3	80,2	0,229	2,9	2,9	44,0	44,0	67,1	0	0	0	0,231	5,753
2044	0,9	3,0	14,9	25,1	83,1	0,237	2,9	2,9	46,9	46,9	68,8	0	0	0	0,219	5,972
2045	0,8	2,8	16,7	26,0	86,0	0,245	2,9	2,9	49,8	49,8	70,5	0	0	0	0,208	6,180
2046	0,8	2,7	18,9	26,8	88,6	0,253	2,9	2,9	52,6	52,6	72,0	0	0	0	0,197	6,377
2047	0,8	2,5	22,2	27,6	91,1	0,260	2,9	2,9	55,5	55,5	73,5	0	0	0	0,187	6,564
2048	0,7	2,4	27,0	28,3	93,5	0,267	2,9	2,9	58,4	58,4	74,8	0	0	0	0,177	6,742
2049	0,7	2,3	35,1	29,0	95,8	0,273	2,9	2,9	61,3	61,3	76,1	0	0	0	0,168	6,910
2050	0,7	2,2	51,3	29,6	98,0	0,279	2,9	2,9	64,1	64,1	77,2	0	0	0	0,160	7,070
2051	0,6	2,0	100,0	30,2	100,0	0,285	2,9	2,9	67,0	67,0	78,3	0	0	0	0,151	7,221

Таблица П.4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Количество	Стоимость единицы без НДС тыс. Тг	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	-	2049
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>														
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	15	990 000	<b>14 850 000</b>	-	3 960 000	2 970 000	2 970 000	2 970 000	1 980 000	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	-	19 170	<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	-	10 386	<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	4	12 209	<b>48 834</b>	48 834	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого строительство скважин (подземное строительство)</b>				<b>14 898 834</b>	<b>48 834</b>	<b>3 960 000</b>	<b>2 970 000</b>	<b>2 970 000</b>	<b>2 970 000</b>	<b>1 980 000</b>	-	-	-	-
Итого с инфляцией				<b>16 603 885</b>	48 834	4 118 400	3 212 352	3 340 846	3 474 480	2 408 973	-	-	-	-
<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>														
<b>Обустройство промысла</b>														
Обустройство добывающих нефтяных скважин	тыс.тг	19	14 400	<b>273 600</b>	57 600	57 600	43 200	43 200	43 200	28 800	-	-	-	-
Выкидные линии	тыс.тг	15	14 850	<b>222 750</b>	59 400	59 400	44 550	22 275	22 275	14 850	-	-	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	0	18 000	<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ГЗУ	тыс.тг	1	67 500	<b>67 500</b>	67 500	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Насосы для закачки	тыс.тг	0	13 050	<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВРП	тыс.тг	0	22 500	<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Автомобильные дороги	тыс.тг	6	62 685	<b>357 305</b>	75 222	75 222	56 417	56 417	56 417	37 611	-	-	-	-
Газопровод	тыс.тг	15	8 280	<b>124 200</b>	62 100	62 100	-	-	-	-	-	-	-	-
Газосепаратор	тыс.тг	1	66 150	<b>66 150</b>	66 150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Газотурбинная электростанция	тыс.тг	2	112 500	<b>225 000</b>	112 500	112 500	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ВСЕГО надземное строительство:</b>	тыс.тг			<b>1 336 505</b>	<b>500 472</b>	<b>366 822</b>	<b>144 167</b>	<b>121 892</b>	<b>121 892</b>	<b>81 261</b>	-	-	-	-
<b>Итого с инфляцией</b>	тыс.тг			<b>1 416 471</b>	500 472	381 495	155 930	137 111	142 596	98 866	-	-	-	-
<b>ВСЕГО</b>	тыс.тг			<b>16 235 339</b>	<b>549 306</b>	<b>4 326 822</b>	<b>3 114 167</b>	<b>3 091 892</b>	<b>3 091 892</b>	<b>2 061 261</b>	-	-	-	-
<b>Всего с учетом инфляции</b>	тыс.тг			<b>18 020 356</b>	<b>549 306</b>	<b>4 499 895</b>	<b>3 368 282</b>	<b>3 477 957</b>	<b>3 617 076</b>	<b>2 507 839</b>	-	-	-	-

Таблица П.4.2.2 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
<b>Продажа продукции по направлениям</b>													
<b>Нефти</b>													
на экспорт	тыс. тонн	<b>465</b>	10	16	25	33	40	43	40	35	31	27	24
на внутренний рынок	тыс. тонн	<b>82,10</b>	1,69	2,81	4,50	6	7	8	7	6	5	5	4
<b>Товарного газа</b>													
на экспорт	млн.м3	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	млн.м3	<b>123,58</b>	2,53	4,25	6,80	9	11	11	11	9	8	7	6
<b>Цена реализации продукции</b>													
<b>Нефти</b>													
на экспорт	тг/тонн	<b>392 900,31</b>	230 535,00	239 756,40	249 346,66	259 321	269 693	280 481	291 700	303 368	315 503	328 123	341 248
на внутренний рынок	тг/тонн	<b>133 446,52</b>	78 300,00	81 432,00	84 689,28	88 077	91 600	95 264	99 074	103 037	107 159	111 445	115 903
<b>Товарного газа</b>													
на экспорт	тг/тыс.м3	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	<b>11 043,85</b>	6 480,00	6 739,20	7 008,77	7 289	7 581	7 884	8 199	8 527	8 868	9 223	9 592
<b>Производственная прибыль от реализации</b>													
<b>Нефти</b>													
на экспорт	тыс.тг	<b>152 928 357,68</b>	2 203 993,21	3 822 820,56	6 351 736,79	8 554 294	10 763 983	11 989 438	11 727 516	10 677 688	9 729 623	8 872 874	8 098 122
на внутренний рынок	тыс.тг	<b>9 166 113,92</b>	132 101,42	229 129,57	380 706,00	512 721	645 164	718 615	702 916	639 992	583 167	531 816	485 380
<b>Товарного газа</b>													
на экспорт	тыс.тг	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тыс.тг	<b>1 141 730,94</b>	16 425,17	28 646,67	47 633,39	64 054	79 969	89 353	87 471	79 675	72 629	66 257	60 489
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.тг	<b>163 236 202,54</b>	<b>2 352 519,80</b>	<b>4 080 596,80</b>	<b>6 780 076,17</b>	<b>9 131 069</b>	<b>11 489 116</b>	<b>12 797 406</b>	<b>12 517 903</b>	<b>11 397 355</b>	<b>10 385 419</b>	<b>9 470 947</b>	<b>8 643 991</b>

## Продолжение таблицы П.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
<b>Продажа продукции по направлениям</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	21	18	16	14	13	11	10	9	8	7	6	5	5
на внутренний рынок	тыс. тонн	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Товарного газа														
на экспорт	млн.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	млн.м3	6	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1
<b>Цена реализации продукции</b>														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн	354 898	369 094	383 858	399 212	415 181	431 788	449 059	467 022	485 702	505 131	525 336	546 349	568 203
на внутренний рынок	тг/тонн	120 539	125 361	130 375	135 590	141 014	146 654	152 521	158 621	164 966	171 565	178 428	185 565	192 987
Товарного газа														
на экспорт	тг/тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	9 976	10 375	10 790	11 221	11 670	12 137	12 622	13 127	13 652	14 198	14 766	15 357	15 971
<b>Производственная прибыль от реализации</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг	7 397 042	6 762 201	6 186 954	5 665 356	5 192 089	4 762 389	4 371 989	4 017 060	3 694 170	3 400 236	3 132 489	2 888 441	2 665 853
на внутренний рынок	тыс.тг	443 359	405 308	370 829	339 566	311 200	285 445	262 045	240 772	221 419	203 801	187 753	173 125	159 784
Товарного газа														
на экспорт	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тыс.тг	55 266	50 532	46 240	42 344	38 806	35 590	32 666	30 005	27 582	25 374	23 360	21 522	19 843
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.тг	<b>7895667</b>	<b>7218042</b>	<b>6604023</b>	<b>6047266</b>	<b>5542095</b>	<b>5083424</b>	<b>4666700</b>	<b>4287837</b>	<b>3943170</b>	<b>3629410</b>	<b>3343602</b>	<b>3083088</b>	<b>2845480</b>

Таблица П.4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>										
Затраты на э/энергию	тыс.тг	<b>1 151 872,6</b>	16 600,7	28 793,9	47 842,0	64 431,8	81 075,5	90 305,7	88 332,9	80 425,5
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	<b>2 257 440,2</b>	15 480,0	32 198,4	46 043,7	60 945,1	76 965,0	89 460,5	93 038,9	96 760,5
Затраты производственного характера	тыс.тг	<b>1 727 808,8</b>	24 901,1	43 190,8	71 762,9	96 647,8	121 613,2	135 458,6	132 499,3	120 638,2
Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тг	<b>1 149 467,5</b>	3 810,0	6 441,1	10 658,2	14 797,7	18 696,8	21 076,2	22 860,2	24 279,2
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг	<b>2 030 065,7</b>	17 820,0	18 532,8	36 942,0	53 453,5	71 226,8	84 916,3	88 312,9	91 845,5
Арендные затраты	тыс.тг	<b>109 040,5</b>	2 790,0	2 901,6	3 017,7	3 138,4	3 263,9	3 394,5	3 530,2	3 671,4
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	<b>2 002 287,6</b>	28 856,8	50 052,1	83 163,2	112 001,2	140 932,6	156 977,5	153 548,1	139 802,7
Экологические расходы	тыс.тг	<b>1 078 731,0</b>	3 575,5	6 044,7	10 002,3	13 887,1	17 546,2	19 779,2	21 453,4	22 785,1
Затраты на страхование	тыс.тг	<b>372 178,7</b>	3 267,0	3 397,7	6 772,7	9 799,8	13 058,3	15 568,0	16 190,7	16 838,3
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	<b>808 478,6</b>	5 544,0	11 531,5	16 490,1	21 826,9	27 564,2	32 039,3	33 320,9	34 653,7
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	<b>5 191 312,5</b>	74 250,0	74 250,0	142 312,5	198 000,0	253 687,5	290 812,5	290 812,5	290 812,5
Выбытие скважин	тыс.тг	<b>130 168,2</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>18 008 852,0</b>	<b>196 895,1</b>	<b>277 334,6</b>	<b>475 007,2</b>	<b>648 929,3</b>	<b>825 629,9</b>	<b>939 788,3</b>	<b>943 900,2</b>	<b>922 512,7</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	<b>1 087 948,1</b>	14 478,8	14 478,8	29 885,6	41 580,0	53 274,4	61 070,6	61 070,6	61 070,6
Налог на имущество	тыс.тг	<b>1 605 663,7</b>	7 131,6	68 308,5	104 671,9	137 351,0	166 814,6	176 498,3	149 955,7	127 411,5
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	<b>7 904 114,0</b>	113 912,8	197 585,4	328 295,3	442 134,1	556 327,5	619 671,1	606 135,5	551 876,1
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>28 606 577,8</b>	<b>332 418,2</b>	<b>557 707,3</b>	<b>937 860,0</b>	<b>1 269 994,4</b>	<b>1 602 046,4</b>	<b>1 797 028,3</b>	<b>1 761 061,9</b>	<b>1 662 870,9</b>
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг</b>										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	<b>16 523 588,5</b>	238 136,8	413 047,7	686 291,8	924 273,5	1 163 025,8	1 295 433,7	1 267 133,5	1 153 701,8
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	<b>28 587 023,4</b>	242 439,3	535 194,9	889 243,2	1 197 601,1	1 722 237,3	1 918 310,1	1 876 402,5	1 815 206,9
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	<b>21 279 141,1</b>	279 640,0	502 255,0	859 731,3	1 113 322,7	1 436 829,7	1 538 855,3	1 537 802,5	1 425 482,9
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс.тг	<b>66 389 753,0</b>	<b>760 216,1</b>	<b>1 450 497,6</b>	<b>2 435 266,3</b>	<b>3 235 197,3</b>	<b>4 322 092,8</b>	<b>4 752 599,1</b>	<b>4 681 338,6</b>	<b>4 394 391,6</b>
<b>Общие и административные расходы</b>										
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>7 142 960,9</b>	<b>69 349,5</b>	<b>77 425,9</b>	<b>120 610,4</b>	<b>184 567,8</b>	<b>253 448,8</b>	<b>306 225,6</b>	<b>318 474,6</b>	<b>331 213,6</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	<b>4 875 067,8</b>	49 500,0	51 480,0	80 308,8	125 281,7	173 724,0	210 785,1	219 216,5	227 985,2
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	<b>1 022 249,5</b>	9 652,5	10 038,6	16 864,8	26 309,2	36 482,0	44 264,9	46 035,5	47 876,9
Общедиректорские затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг	<b>502 132,0</b>	5 098,5	5 302,4	8 271,8	12 904,0	17 893,6	21 710,9	22 579,3	23 482,5
Другие административные расходы	тыс.тг	<b>743 511,6</b>	5 098,5	10 604,9	15 165,0	20 072,9	25 349,2	29 464,7	30 643,3	31 869,1
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг	<b>1 130 085,4</b>	<b>0,0</b>	<b>15 123,1</b>	<b>158 310,2</b>	<b>130 379,6</b>	<b>139 589,5</b>	<b>149 736,6</b>	<b>115 307,2</b>	<b>29 344,7</b>
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	<b>90 101,8</b>	0,0	2 746,5	22 499,5	16 841,4	17 389,8	18 085,4	12 539,2	0,0
Затраты на обучение	тыс.тг	<b>338 556,3</b>	0,0	2 457,3	43 957,3	36 873,6	39 897,8	43 001,1	33 487,6	9 439,0
НИОКР	тыс.тг	<b>338 556,3</b>	0,0	2 457,3	43 957,3	36 873,6	39 897,8	43 001,1	33 487,6	9 439,0
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	<b>362 871,0</b>	0,0	7 462,0	47 896,1	39 791,0	42 404,2	45 649,1	35 792,8	10 466,7
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>74 662 799,3</b>	829 565,6	1 543 046,7	2 714 186,9	3 550 144,7	4 715 131,2	5 208 561,3	5 115 120,4	4 754 949,9
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг	<b>103 269 377,1</b>	<b>1 161 984</b>	<b>2 100 754,0</b>	<b>3 652 046,9</b>	<b>4 820 139,1</b>	<b>6 317 177,6</b>	<b>7 005 589,6</b>	<b>6 876 182,3</b>	<b>6 417 820,8</b>
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс.тг									
Производственный доход	тыс.тг	<b>163 236 202,5</b>	2 352 519,8	4 080 596,8	6 780 076,2	9 131 069,1	11 489 116,2	12 797 405,6	12 517 902,8	11 397 355,0
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	<b>103 269 377,1</b>	1 161 983,8	2 100 754,0	3 652 046,9	4 820 139,1	6 317 177,6	7 005 589,6	6 876 182,3	6 417 820,8
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг	<b>59 966 825,4</b>	<b>1 190 536,0</b>	<b>1 979 842,8</b>	<b>3 128 029,3</b>	<b>4 310 930,0</b>	<b>5 171 938,5</b>	<b>5 791 816,0</b>	<b>5 641 720,5</b>	<b>4 979 534,2</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	<b>17 099 044,5</b>	25 534,0	192 670,8	481 038,4	866 654,4	1 392 223,5	1 777 127,3	1 668 984,2	1 459 918,3
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг	<b>42 867 780,9</b>	1 165 002,0	1 787 172,0	2 646 990,8	3 444 275,6	3 779 715,0	4 014 688,7	3 972 736,3	3 519 615,9
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	<b>17 442 314,4</b>	88 335,9	754 524,7	1 148 444,7	1 494 808,8	1 810 851,7	1 913 677,0	1 625 333,3	1 380 564,2
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	<b>42 524 511,0</b>	1 102 200,1	1 225 318,1	1 979 584,6	2 816 121,3	3 361 086,8	3 878 139,0	4 016 387,2	3 598 970,0
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	<b>42 581 676,5</b>	1 102 200,1	1 225 318,1	1 979 584,6	2 816 121,3	3 361 086,8	3 878 139,0	4 016 387,2	3 598 970,0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	<b>8 516 335,3</b>	220 440,0	245 063,6	395 916,9	563 224,3	672 217,4	775 627,8	803 277,4	719 794,0
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг	<b>34 351 445,6</b>	944 562,0	1 542 108,3	2 251 073,9	2 881 051,4	3 107 497,7	3 239 060,9	3 169 458,8	2 799 821,9
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	<b>935 956,6</b>	139 443,9	25 532,05966	30 931,1	72 279,9	53 760,3	87 283,1	130 858,3	107 335,4
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг	<b>33 415 489,0</b>	<b>805 118,1</b>	<b>1 516 576,3</b>	<b>2 220 142,8</b>	<b>2 808 771,4</b>	<b>3 053 737,3</b>	<b>3 151 777,9</b>	<b>3 038 600,5</b>	<b>2 692 486,6</b>

## Продолжение таблицы П.4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>										
Затраты на э/энергию	тыс.тг	73 284,5	66 831,4	60 995,9	55 715,3	50 933,6	46 600,8	42 672,1	39 107,4	35 870,8
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	100 630,9	93 639,7	97 385,3	95 323,0	99 135,9	103 101,4	107 225,4	111 514,4	108 726,6
Затраты производственного характера	тыс.тг	109 926,8	100 247,1	91 493,9	83 573,0	76 400,4	69 901,2	64 008,1	58 661,0	53 806,2
Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тг	26 553,8	29 273,9	32 288,6	35 475,1	38 733,7	41 984,9	46 407,9	52 040,2	58 875,4
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг	95 519,3	86 658,3	90 124,7	86 871,4	90 346,2	93 960,1	97 718,5	101 627,2	97 348,2
Арендные затраты	тыс.тг	3 818,3	3 971,0	4 129,9	4 295,1	4 466,9	4 645,6	4 831,4	5 024,6	5 225,6
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	127 389,7	116 172,4	106 028,5	96 849,3	88 537,4	81 005,7	74 176,4	67 979,9	62 353,9
Экологические расходы	тыс.тг	24 919,7	27 472,4	30 301,6	33 292,0	36 350,1	39 401,2	43 552,1	48 837,8	55 252,3
Затраты на страхование	тыс.тг	17 511,9	15 887,4	16 522,9	15 926,4	16 563,5	17 226,0	17 915,1	18 631,7	17 847,2
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	36 039,9	33 536,1	34 877,5	34 138,9	35 504,5	36 924,7	38 401,7	39 937,7	38 939,3
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	290 812,5	253 687,5	253 687,5	235 125,0	235 125,0	235 125,0	235 125,0	235 125,0	216 562,5
Выбытие скважин	тыс.тг	0,0	35 098,9	0,0	18 981,5	0,0	0,0	0,0	0,0	23 093,9
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>906 407,3</b>	<b>862 476,0</b>	<b>817 836,2</b>	<b>795 565,9</b>	<b>772 097,3</b>	<b>769 876,4</b>	<b>772 033,5</b>	<b>778 487,0</b>	<b>773 901,9</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц. налог)	тыс.тг	61 070,6	53 274,4	53 274,4	49 376,3	49 376,3	49 376,3	49 376,3	49 376,3	45 478,1
Налог на имущество	тыс.тг	108 261,6	91 993,7	78 173,2	66 431,1	56 454,4	47 977,2	40 773,8	34 652,6	29 450,9
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	502 876,1	458 595,5	418 552,8	382 317,7	349 506,1	319 774,4	292 815,6	268 354,6	246 145,3
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>1 578 615,6</b>	<b>1 466 339,7</b>	<b>1 367 836,6</b>	<b>1 293 691,0</b>	<b>1 227 434,0</b>	<b>1 187 004,2</b>	<b>1 154 999,2</b>	<b>1 130 870,5</b>	<b>1 094 976,3</b>
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг</b>										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	1 051 265,3	958 695,5	874 985,1	799 234,9	730 641,7	668 487,4	612 129,9	560 994,4	514 566,2
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 654 035,9	1 508 388,7	1 538 643,1	1 405 438,0	1 420 062,3	1 299 260,3	1 189 724,8	1 142 259,6	1 047 725,7
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 318 343,4	1 156 015,2	1 067 890,1	1 078 611,0	948 116,1	942 893,1	830 193,8	731 578,7	719 672,9
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс.тг	<b>4 023 644,6</b>	<b>3 623 099,3</b>	<b>3 481 518,2</b>	<b>3 283 283,8</b>	<b>3 098 820,0</b>	<b>2 910 640,8</b>	<b>2 632 048,5</b>	<b>2 434 832,7</b>	<b>2 281 964,7</b>
<b>Общие и административные расходы</b>										
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>344 462,2</b>	<b>308 359,3</b>	<b>320 693,6</b>	<b>306 545,5</b>	<b>318 807,3</b>	<b>331 559,6</b>	<b>344 822,0</b>	<b>358 614,9</b>	<b>340 139,2</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	237 104,6	211 361,8	219 816,3	209 558,2	217 940,5	226 658,1	235 724,5	245 153,4	231 781,4
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	49 792,0	44 386,0	46 161,4	44 007,2	45 767,5	47 598,2	49 502,1	51 482,2	48 674,1
Общедминистративные затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг	24 421,8	21 770,3	22 641,1	21 584,5	22 447,9	23 345,8	24 279,6	25 250,8	23 873,5
Другие административные расходы	тыс.тг	33 143,8	30 841,2	32 074,9	31 395,6	32 651,5	33 957,5	35 315,8	36 728,4	35 810,2
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг	<b>27 968,8</b>	<b>27 471,9</b>	<b>26 149,0</b>	<b>24 796,6</b>	<b>24 114,9</b>	<b>23 404,1</b>	<b>23 330,3</b>	<b>23 394,3</b>	<b>23 588,6</b>
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на обучение	тыс.тг	9 225,1	9 064,1	8 624,8	8 178,4	7 955,7	7 721,0	7 698,8	7 720,3	7 784,9
НИОКР	тыс.тг	9 225,1	9 064,1	8 624,8	8 178,4	7 955,7	7 721,0	7 698,8	7 720,3	7 784,9
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	9 518,6	9 343,8	8 899,5	8 439,9	8 203,6	7 962,1	7 932,8	7 953,6	8 018,8
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>4 396 075,6</b>	<b>3 958 930,5</b>	<b>3 828 360,8</b>	<b>3 614 625,9</b>	<b>3 441 742,3</b>	<b>3 265 604,5</b>	<b>3 000 200,8</b>	<b>2 816 841,9</b>	<b>2 645 692,5</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг	<b>5 974 691,2</b>	<b>5 425 270,2</b>	<b>5 196 197,5</b>	<b>4 908 317,0</b>	<b>4 669 176,2</b>	<b>4 452 608,7</b>	<b>4 155 200,0</b>	<b>3 947 712,4</b>	<b>3 740 668,8</b>
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс.тг									
Производственный доход	тыс.тг	10 385 419,4	9 470 947,4	8 643 990,5	7 895 666,9	7 218 041,8	6 604 022,8	6 047 266,1	5 542 094,7	5 083 424,5
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	5 974 691,2	5 425 270,2	5 196 197,5	4 908 317,0	4 669 176,2	4 452 608,7	4 155 200,0	3 947 712,4	3 740 668,8
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг	<b>4 410 728,3</b>	<b>4 045 677,2</b>	<b>3 447 793,0</b>	<b>2 987 349,9</b>	<b>2 548 865,6</b>	<b>2 151 414,0</b>	<b>1 892 066,1</b>	<b>1 594 382,2</b>	<b>1 342 755,7</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	1 278 211,0	1 120 132,7	982 484,2	862 517,7	757 870,0	666 506,4	586 673,5	516 857,8	455 752,4
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг	<b>3 132 517,3</b>	<b>2 925 544,5</b>	<b>2 465 308,8</b>	<b>2 124 832,2</b>	<b>1 790 995,6</b>	<b>1 484 907,6</b>	<b>1 305 392,7</b>	<b>1 077 524,5</b>	<b>887 003,2</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	1 172 752,8	996 294,7	846 441,7	719 168,8	611 063,5	519 231,5	441 217,4	374 937,8	318 624,4
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	3 237 975,5	3 049 382,5	2 601 351,3	2 268 181,1	1 937 802,0	1 632 182,5	1 450 848,7	1 219 444,5	1 024 131,3
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	3 237 975,5	3 049 382,5	2 601 351,3	2 268 181,1	1 937 802,0	1 632 182,5	1 450 848,7	1 219 444,5	1 024 131,3
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	647 595,1	609 876,5	520 270,3	453 636,2	387 560,4	326 436,5	290 169,7	243 888,9	204 826,3
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг	<b>2 484 922,2</b>	<b>2 315 668,0</b>	<b>1 945 038,5</b>	<b>1 671 196,0</b>	<b>1 403 435,2</b>	<b>1 158 471,1</b>	<b>1 015 222,9</b>	<b>833 635,6</b>	<b>682 177,0</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	89 348,9	101 171,9	55 256,2	29 426,4	13 329,2	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг	<b>2 395 573,3</b>	<b>2 214 496,1</b>	<b>1 889 782,3</b>	<b>1 641 769,6</b>	<b>1 390 106,0</b>	<b>1 158 471,1</b>	<b>1 015 222,9</b>	<b>833 635,6</b>	<b>682 177,0</b>

Продолжение таблицы П.4.2.3\

Составляющие	Ед.изм	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	2	21	22	23	24	25	26	27
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>								
Затраты на энергию	тыс.тг	32 930,3	30 256,9	27 824,9	25 610,9	23 594,2	21 756,0	20 079,5
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	113 075,6	117 598,6	114 149,1	118 715,1	123 463,7	128 402,2	114 461,4
Затраты производственного характера	тыс.тг	49 395,4	45 385,4	41 737,3	38 416,4	35 391,4	32 634,1	30 119,2
Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тг	66 872,6	75 964,2	86 062,2	95 766,6	105 000,8	113 706,7	121 841,4
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг	101 242,1	105 291,8	100 117,5	104 122,2	108 287,1	112 618,5	95 162,7
Арендные затраты	тыс.тг	5 434,6	5 652,0	5 878,1	6 113,2	6 357,8	6 612,1	6 876,6
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	57 242,4	52 595,3	48 367,7	44 519,2	41 013,6	37 818,3	34 904,0
Экологические расходы	тыс.тг	62 757,4	71 289,5	80 766,1	89 873,2	98 539,2	106 709,3	114 343,5
Затраты на страхование	тыс.тг	18 561,1	19 303,5	18 354,9	19 089,1	19 852,6	20 646,7	17 446,5
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	40 496,9	42 116,7	40 881,3	42 516,6	44 217,2	45 985,9	40 993,1
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	216 562,5	216 562,5	198 000,0	198 000,0	198 000,0	198 000,0	160 875,0
Выбытие скважин	тыс.тг	0,0	0,0	25 977,5	27 016,5	0,0	0,0	0,0
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>764 570,9</b>	<b>782 016,5</b>	<b>788 116,4</b>	<b>809 759,0</b>	<b>803 717,6</b>	<b>824 889,9</b>	<b>757 102,8</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц. налог)	тыс.тг	45 478,1	45 478,1	41 580,0	41 580,0	41 580,0	41 580,0	33 783,8
Налог на имущество	тыс.тг	25 030,4	21 273,7	18 081,0	15 367,7	13 061,6	11 101,7	9 435,9
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	225 967,2	207 622,4	190 933,5	175 741,1	161 902,3	149 288,2	137 783,3
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>1 061 046,7</b>	<b>1 056 390,7</b>	<b>1 038 711,0</b>	<b>1 042 447,8</b>	<b>1 020 261,5</b>	<b>1 026 859,8</b>	<b>938 105,8</b>
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг</b>								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	472 384,2	434 034,9	399 147,3	367 388,3	338 458,9	312 090,0	288 039,8
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 005 557,4	1 004 264,9	923 542,4	884 061,3	814 447,2	779 879,1	773 097,4
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	635 266,4	619 303,9	602 381,6	533 126,8	512 505,4	454 400,8	434 922,9
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс.тг	<b>2 113 208,0</b>	<b>2 057 603,7</b>	<b>1 925 071,2</b>	<b>1 784 576,5</b>	<b>1 665 411,5</b>	<b>1 546 370,0</b>	<b>1 496 060,1</b>
<b>Общие и административные расходы</b>								
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>353 744,8</b>	<b>367 894,6</b>	<b>345 692,1</b>	<b>359 519,8</b>	<b>373 900,5</b>	<b>388 856,6</b>	<b>318 032,4</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	241 052,7	250 694,8	234 650,3	244 036,3	253 797,8	263 949,7	213 506,0
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	50 621,1	52 645,9	49 276,6	51 247,6	53 297,5	55 429,4	44 836,3
Общедиректорские затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг	24 828,4	25 821,6	24 169,0	25 135,7	26 141,2	27 186,8	21 991,1
Другие административные расходы	тыс.тг	37 242,6	38 732,3	37 596,2	39 100,0	40 664,0	42 290,6	37 699,1
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг	<b>23 452,9</b>	<b>23 171,7</b>	<b>23 692,2</b>	<b>23 880,4</b>	<b>24 531,6</b>	<b>24 356,8</b>	<b>24 990,3</b>
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на обучение	тыс.тг	7 739,0	7 645,7	7 820,2	7 881,2	8 097,6	8 037,2	8 248,9
НИОКР	тыс.тг	7 739,0	7 645,7	7 820,2	7 881,2	8 097,6	8 037,2	8 248,9
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	7 974,9	7 880,2	8 051,9	8 118,1	8 336,4	8 282,5	8 492,5
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>2 490 405,7</b>	<b>2 448 670,0</b>	<b>2 294 455,5</b>	<b>2 167 976,6</b>	<b>2 063 843,7</b>	<b>1 959 583,4</b>	<b>1 839 082,8</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг	<b>3 551 452,4</b>	<b>3 505 060,7</b>	<b>3 333 166,5</b>	<b>3 210 424,4</b>	<b>3 084 105,1</b>	<b>2 986 443,2</b>	<b>2 777 188,6</b>
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс.тг							
Производственный доход	тыс.тг	4 666 700,0	4 287 836,7	3 943 170,1	3 629 410,2	3 343 601,8	3 083 088,2	2 845 479,9
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	3 551 452,4	3 505 060,7	3 333 166,5	3 210 424,4	3 084 105,1	2 986 443,2	2 777 188,6
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг	<b>1 115 247,6</b>	<b>782 776,0</b>	<b>610 003,6</b>	<b>418 985,8</b>	<b>259 496,7</b>	<b>96 645,0</b>	<b>68 291,3</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	402 227,3	355 304,5	314 136,9	277 990,0	246 226,7	218 293,4	193 709,1
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг	<b>713 020,3</b>	<b>427 471,5</b>	<b>295 866,7</b>	<b>140 995,8</b>	<b>13 270,0</b>	<b>-121 648,3</b>	<b>-125 417,7</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	270 776,1	230 118,8	195 570,3	166 211,7	141 262,7	120 060,3	102 041,6
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	844 471,5	552 657,2	414 433,3	252 774,1	118 234,0	-23 415,3	-33 750,2
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	844 471,5	552 657,2	414 433,3	252 774,1	118 234,0	0,0	0,0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	168 894,3	110 531,4	82 886,7	50 554,8	23 646,8	0,0	0,0
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг	<b>544 126,0</b>	<b>316 940,1</b>	<b>212 980,0</b>	<b>90 440,9</b>	<b>-10 376,8</b>	<b>-121 648,3</b>	<b>-125 417,7</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг	<b>544 126,0</b>	<b>316 940,1</b>	<b>212 980,0</b>	<b>90 440,9</b>	<b>-10 376,8</b>	<b>-121 648,3</b>	<b>-125 417,7</b>

Таблица П.4.2.4 – Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	163 236 203	2 352 520	4 080 597	6 780 076	9 131 069	11 489 116	12 797 406	12 517 903	11 397 355	10 385 419	9 470 947	8 643 991	7 895 667
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	103 269 377	1 161 984	2 100 754	3 652 047	4 820 139	6 317 178	7 005 590	6 876 182	6 417 821	5 974 691	5 425 270	5 196 197	4 908 317
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	18 020 356	549 306	4 499 895	3 368 282	3 477 957	3 617 076	2 507 839	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	8 516 335	220 440	245 064	395 917	563 224	672 217	775 628	803 277	719 794	647 595	609 876	520 270	453 636
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	935 957	139 444	25 532	30 931	72 280	53 760	87 283	130 858	107 335	89 349	101 172	55 256	29 426
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг	<b>130 742 025</b>	2 071 174	6 871 245	7 447 177	8 933 601	10 660 231	10 376 340	7 810 318	7 244 950	6 711 635	6 136 319	5 771 724	5 391 380
Поток денежной наличности	тыс.тг	32 494 178	281 346	-2 790 647,75	-667 101,22	197 468,41	828 885,10	2 421 065,99	4 707 584,73	4 152 404,86	3 673 784,23	3 334 628,80	2 872 266,58	2 504 287,25
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	12 018 466	281 346	-2 536 952	-551 323	148 361	566 140	1 503 291	2 657 309	2 130 840	1 713 847	1 414 208	1 107 383	877 737
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	12 018 466	281 346	-2 255 606	-2 806 930	-2 658 569	-2 092 429	-589 138	2 068 171	4 199 012	5 912 859	7 327 067	8 434 450	9 312 188

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	7 218 042	6 604 023	6 047 266	5 542 095	5 083 424	4 666 700	4 287 837	3 943 170	3 629 410	3 343 602	3 083 088	2 845 480	2 628 626
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	4 669 176	4 452 609	4 155 200	3 947 712	3 740 669	3 551 452	3 505 061	3 333 166	3 210 424	3 084 105	2 986 443	2 777 189	2 756 970
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	387 560	326 437	290 170	243 889	204 826	168 894	110 531	82 887	50 555	23 647	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	13 329	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг	<b>5 070 066</b>	<b>4 779 045</b>	<b>4 445 370</b>	<b>4 191 601</b>	<b>3 945 495</b>	<b>3 720 347</b>	<b>3 615 592</b>	<b>3 416 053</b>	<b>3 260 979</b>	<b>3 107 752</b>	<b>2 986 443</b>	<b>2 777 189</b>	<b>2 756 970</b>
Поток денежной наличности	тыс.тг	2 147 975,99	1 824 977,52	1 601 896,38	1 350 493,36	1 137 929,41	946 353,30	672 244,58	527 116,93	368 430,98	235 849,87	96 645,04	68 291,34	-128 343,88
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	684 411	528 631	421 829	323 297	247 647	187 231	120 909	86 188	54 765	31 871	11 872	7 627	-13 030
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	9 996 599	10 525 230	10 947 059	11 270 357	11 518 003	11 705 234	11 826 143	11 912 331	11 967 096	11 998 967	12 010 839	12 018 466	12 005 436

Таблица П.4.2.5 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 3)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Количество	Стоимость единицы без НДС тыс. Тг	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	-	2050
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)</b>														
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	21	990 000	20 790 000	-	3 960 000	3 960 000	3 960 000	3 960 000	2 970 000	1 980 000	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	21	19 170	402 570	-	76 680	76 680	76 680	76 680	57 510	38 340	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	6	10 386	62 316	-	-	-	10 386	20 772	20 772	10 386	-	-	-
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	4	12 209	48 834	48 834	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого строительство скважин (подземное строительство)</b>				<b>21 303 720</b>	<b>48 834</b>	<b>4 036 680</b>	<b>4 036 680</b>	<b>4 047 066</b>	<b>4 057 452</b>	<b>3 048 282</b>	<b>2 028 726</b>	-	-	-
Итого с инфляцией				<b>24 187 785</b>	48 834	4 198 147	4 366 073	4 552 399	4 746 645	3 708 701	2 566 985,59	-	-	-
<b>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</b>														
<b>Обустройство промысла</b>														
Обустройство добывающих нефтяных скважин	тыс.тг	25	14 400	360 000	57 600	57 600	57 600	57 600	57 600	43 200	28 800	-	-	-
Выкидные линии	тыс.тг	15	14 850	215 325	59 400	29 700	29 700	29 700	29 700	22 275	14 850	-	-	-
Нагнетательные линии	тыс.тг	3	18 000	54 000	-	-	-	9 000	18 000	18 000	9 000	-	-	-
ГЗУ	тыс.тг	2	67 500	135 000	67 500	-	-	67 500	-	-	-	-	-	-
Насосы для закачки	тыс.тг	2	13 050	26 100	-	-	-	26 100	-	-	-	-	-	-
ВРП	тыс.тг	4	22 500	90 000	-	-	-	22 500	-	45 000	22 500	-	-	-
Автомобильные дороги	тыс.тг	8	62 685	470 138	75 222	75 222	75 222	75 222	75 222	56 417	37 611	-	-	-
Газопровод	тыс.тг	15	8 280	124 200	62 100	62 100	-	-	-	-	-	-	-	-
Газосепаратор	тыс.тг	1	66 150	66 150	66 150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Газотурбинная электростанция	тыс.тг	2	112 500	225 000	112 500	112 500	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ВСЕГО надземное строительство:</b>	тыс.тг			<b>1 765 913</b>	<b>500 472</b>	<b>337 122</b>	<b>162 522</b>	<b>287 622</b>	<b>180 522</b>	<b>184 892</b>	<b>112 761</b>	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг			1 929 211	500 472	350 607	175 784	323 536	211 185	224 949	142 679	-	-	-
<b>ВСЕГО</b>	тыс.тг			<b>23 069 633</b>	<b>549 306</b>	<b>4 373 802</b>	<b>4 199 202</b>	<b>4 334 688</b>	<b>4 237 974</b>	<b>3 233 174</b>	<b>2 141 487</b>	-	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг			26 116 996	549 306	4 548 754	4 541 857	4 875 934	4 957 830	3 933 650	2 709 664	-	-	-

Таблица П.4.2.6 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 3)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
------------------------	--------	------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

		период												
<b>Продажа продукции по направлениям</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	841	10	20	39	57	74	82	80	71	61	53	45	39
на внутренний рынок	тыс. тонн	148,33	1,69	3,52	6,90	10	13	15	14	13	11	9	8	7
Товарного газа														
на экспорт	млн.м3	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	млн.м3	224,31	2,53	5,33	10,47	15	20	22	21	19	16	14	12	10
<b>Цена реализации продукции</b>														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн	392 900,31	230 535,00	239 756,40	249 346,66	259 321	269 693	280 481	291 700	303 368	315 503	328 123	341 248	354 898
на внутренний рынок	тг/тонн	133 446,52	78 300,00	81 432,00	84 689,28	88 077	91 600	95 264	99 074	103 037	107 159	111 445	115 903	120 539
Товарного газа														
на экспорт	тг/тыс.м3	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	11 043,85	6 480,00	6 739,20	7 008,77	7 289	7 581	7 884	8 199	8 527	8 868	9 223	9 592	9 976
<b>Производственная прибыль от реализации</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг	276 781 477,73	2 203 993,21	4 780 694,89	9 756 285,53	14 853 197	19 971 605	23 135 167	23 452 085	21 611 349	19 291 569	17 234 217	15 408 168	13 786 175
на внутренний рынок	тыс.тг	16 589 536,39	132 101,42	286 541,98	584 765,48	890 261	1 197 044	1 386 660	1 405 655	1 295 326	1 156 285	1 032 973	923 524	826 306
Товарного газа														
на экспорт	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тыс.тг	2 076 696,32	16 425,17	35 910,74	73 362,42	111 738	150 240	173 385	175 050	161 446	144 286	129 040	115 486	103 426
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.тг	<b>295 447 710,44</b>	<b>2 352 519,80</b>	<b>5 103 147,61</b>	<b>10 414 413,43</b>	<b>15855196</b>	<b>21318889</b>	<b>24695211</b>	<b>25032790</b>	<b>23068121</b>	<b>20592140</b>	<b>18396230</b>	<b>16447177</b>	<b>14715907</b>

## Продолжение таблицы П.4.2.6

Производственный доход	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
<b>Продажа продукции по направлениям</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	33	29	25	21	19	16	14	12	10	9	8	7	6
на внутренний рынок	тыс. тонн	6	5	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	1
Товарного газа														
на экспорт	млн.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	млн.м3	9	8	7	6	5	4	4	3	3	2	2	2	2
<b>Цена реализации продукции</b>														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн	369 094	383 858	399 212	415 181	431 788	449 059	467 022	485 702	505 131	525 336	546 349	568 203	590 931
на внутренний рынок	тг/тонн	125 361	130 375	135 590	141 014	146 654	152 521	158 621	164 966	171 565	178 428	185 565	192 987	200 707
Товарного газа														
на экспорт	тг/тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	10 375	10 790	11 221	11 670	12 137	12 622	13 127	13 652	14 198	14 766	15 357	15 971	16 610
<b>Производственная прибыль от реализации</b>														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг	12 344 365	11 061 795	9 920 080	8 903 059	7 996 517	7 187 935	6 466 281	5 821 822	5 245 963	4 731 111	4 270 547	3 858 324	3 489 174
на внутренний рынок	тыс.тг	739 888	663 014	594 583	533 625	479 290	430 825	387 571	348 944	314 429	283 570	255 965	231 258	209 132
Товарного газа														
на экспорт	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
на внутренний рынок	тыс.тг	92 689	83 124	74 595	66 988	60 196	54 131	48 709	43 861	39 523	35 639	32 160	29 041	26 245
<b>Итоговый производственный доход</b>	тыс.тг	<b>13176942</b>	<b>11807933</b>	<b>10589258</b>	<b>9503672</b>	<b>8536003</b>	<b>7672891</b>	<b>6902562</b>	<b>6214627</b>	<b>5599915</b>	<b>5050320</b>	<b>4558672</b>	<b>4118623</b>	<b>3724551</b>

Таблица П.4.2.7 - Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 3)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>										
Затраты на э/энергию	тыс.тг	<b>2 084 747,4</b>	16 600,7	36 008,7	73 485,4	111 875,9	150 428,2	174 256,5	176 643,6	162 779,0
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	<b>2 732 246,5</b>	15 480,0	40 248,0	71 158,5	82 711,2	86 019,7	89 460,5	93 038,9	96 760,5
Затраты производственного характера	тыс.тг	<b>3 127 121,0</b>	24 901,1	54 013,0	110 228,1	167 813,8	225 642,4	261 384,8	264 965,4	244 168,5
Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тг	<b>1 851 421,9</b>	3 810,5	8 124,1	16 553,2	26 050,0	42 400,7	53 827,4	62 804,7	66 014,5
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг	<b>3 512 956,7</b>	17 820,0	18 532,8	65 853,2	83 521,2	97 285,4	112 017,2	122 134,9	127 020,3
Арендные затраты	тыс.тг	<b>116 192,1</b>	2 790,0	2 901,6	3 017,7	3 138,4	3 263,9	3 394,5	3 530,2	3 671,4
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	<b>3 623 893,8</b>	28 856,8	62 593,5	127 738,8	194 472,6	261 487,8	302 908,2	307 057,6	282 956,9
Экологические расходы	тыс.тг	<b>1 737 488,2</b>	3 576,0	7 624,1	15 534,5	24 446,9	39 791,4	50 514,9	58 939,8	61 952,1
Затраты на страхование	тыс.тг	<b>644 042,1</b>	3 267,0	3 397,7	12 073,1	15 312,2	17 835,7	20 536,5	22 391,4	23 287,1
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	<b>978 525,5</b>	5 544,0	14 414,4	25 484,7	29 622,2	30 807,1	32 039,3	33 320,9	34 653,7
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	<b>8 637 750,0</b>	74 250,0	74 250,0	253 687,5	309 375,0	346 500,0	383 625,0	402 187,5	402 187,5
Выбытие скважин	тыс.тг	<b>27 016,5</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>29 073 401,7</b>	<b>196 896,1</b>	<b>322 108,0</b>	<b>774 814,6</b>	<b>1 048 339,2</b>	<b>1 301 462,3</b>	<b>1 483 964,8</b>	<b>1 547 015,0</b>	<b>1 505 451,5</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	<b>1 811 700,0</b>	14 478,8	14 478,8	53 274,4	64 968,8	72 765,0	80 561,3	84 459,4	84 459,4
Налог на имущество	тыс.тг	<b>2 337 729,8</b>	7 131,6	69 231,5	121 711,9	171 186,0	214 213,9	236 598,2	238 657,8	202 823,6
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	<b>14 305 729,7</b>	113 912,8	247 096,1	504 267,5	767 709,8	1 032 262,4	1 195 759,4	1 212 121,9	1 116 986,8
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>47 528 561,3</b>	<b>332 419,3</b>	<b>652 914,3</b>	<b>1 454 068,3</b>	<b>2 052 203,8</b>	<b>2 620 703,5</b>	<b>2 996 883,7</b>	<b>3 082 254,0</b>	<b>2 909 721,3</b>
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг</b>										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	<b>29 905 658,5</b>	238 136,8	516 544,1	1 054 146,2	1 604 856,8	2 157 890,1	2 499 706,3	2 533 948,6	2 335 061,0
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	<b>51 756 248,4</b>	242 439,3	669 297,3	1 365 880,0	2 079 447,6	3 195 456,8	3 701 626,6	3 752 333,6	3 673 929,4
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	<b>38 467 426,2</b>	279 640,0	628 103,7	1 320 549,6	1 933 111,2	2 665 908,5	2 969 419,6	3 075 218,6	2 885 138,4
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс.тг	<b>120 129 333,1</b>	<b>760 216,1</b>	<b>1 813 945,1</b>	<b>3 740 575,8</b>	<b>5 617 415,7</b>	<b>8 019 255,4</b>	<b>9 170 752,5</b>	<b>9 361 500,8</b>	<b>8 894 128,8</b>
<b>Общие и административные расходы</b>										
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>12 638 360,1</b>	<b>69 349,5</b>	<b>80 077,1</b>	<b>234 327,7</b>	<b>301 400,0</b>	<b>351 472,6</b>	<b>405 068,8</b>	<b>441 830,9</b>	<b>459 504,1</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	<b>8 941 341,1</b>	49 500,0	51 480,0	160 617,6	208 802,9	246 109,0	286 065,5	313 166,5	325 693,1
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	<b>1 876 166,9</b>	9 652,5	10 038,6	33 729,7	43 848,6	51 682,9	60 073,8	65 765,0	68 395,6
Общедминистративные затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг	<b>920 958,1</b>	5 098,5	5 302,4	16 543,6	21 506,7	25 349,2	29 464,7	32 256,1	33 546,4
Другие административные расходы	тыс.тг	<b>899 894,0</b>	5 098,5	13 256,1	23 436,8	27 241,8	28 331,5	29 464,7	30 643,3	31 869,1
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг	<b>1 737 084,9</b>	<b>0,0</b>	<b>15 123,2</b>	<b>161 981,3</b>	<b>180 086,1</b>	<b>197 210,9</b>	<b>210 072,5</b>	<b>179 550,5</b>	<b>139 993,9</b>
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	<b>130 585,0</b>	0,0	2 746,5	22 743,8	22 709,3	24 379,7	24 789,2	19 668,2	13 548,3
Затраты на обучение	тыс.тг	<b>523 811,8</b>	0,0	2 457,3	45 202,6	51 408,9	56 007,4	60 481,1	51 926,7	41 140,0
НИОКР	тыс.тг	<b>523 811,8</b>	0,0	2 457,3	45 202,6	51 408,9	56 007,4	60 481,1	51 926,7	41 140,0
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	<b>558 876,4</b>	0,0	7 462,0	48 832,4	54 559,1	60 816,5	64 321,2	56 029,0	44 165,6
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>134 504 778,2</b>	829 565,6	1 909 145,4	4 136 884,8	6 098 901,8	8 567 938,9	9 785 893,8	9 982 882,2	9 493 626,9
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг	<b>182 033 339,5</b>	<b>1 161 985</b>	<b>2 562 059,7</b>	<b>5 590 953,1</b>	<b>8 151 105,6</b>	<b>11 188 642,5</b>	<b>12 782 777,4</b>	<b>13 065 136,2</b>	<b>12 403 348,1</b>
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс.тг									
Производственный доход	тыс.тг	<b>295 447 710,4</b>	2 352 519,8	5 103 147,6	10 414 413,4	15 855 196,0	21 318 889,1	24 695 211,3	25 032 789,6	23 068 121,2
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	<b>182 033 339,5</b>	1 161 984,9	2 562 059,7	5 590 953,1	8 151 105,6	11 188 642,5	12 782 777,4	13 065 136,2	12 403 348,1
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг	<b>113 414 371,0</b>	<b>1 190 534,9</b>	<b>2 541 087,9</b>	<b>4 823 460,3</b>	<b>7 704 090,4</b>	<b>10 130 246,6</b>	<b>11 912 433,8</b>	<b>11 967 653,4</b>	<b>10 664 773,1</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	<b>25 506 245,4</b>	20 946,3	137 750,7	468 840,3	1 023 352,3	1 813 541,7	2 506 159,3	2 817 017,6	2 495 150,3
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг	<b>87 908 125,6</b>	1 169 588,6	2 403 337,2	4 354 620,0	6 680 738,1	8 316 704,9	9 406 274,6	9 150 635,8	8 169 622,7
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	<b>25 333 710,9</b>	88 335,9	758 883,6	1 327 443,4	1 857 582,3	2 321 018,5	2 561 712,5	2 583 004,6	2 194 878,5
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	<b>88 080 660,1</b>	1 102 199,0	1 782 204,3	3 496 017,0	5 846 508,0	7 809 228,1	9 350 721,4	9 384 648,7	8 469 894,5
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	<b>88 160 989,6</b>	1 102 199,0	1 782 204,3	3 496 017,0	5 846 508,0	7 809 228,1	9 350 721,4	9 384 648,7	8 469 894,5
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	<b>17 632 197,9</b>	220 439,8	356 440,9	699 203,4	1 169 301,6	1 561 845,6	1 870 144,3	1 876 929,7	1 693 978,9
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг	<b>70 275 927,7</b>	949 148,8	2 046 896,4	3 655 416,6	5 511 436,5	6 754 859,3	7 536 130,3	7 273 706,0	6 475 643,8
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	<b>4 067 846,9</b>	139 443,4	82 896,56088	140 394,7	341 252,9	442 421,6	608 782,9	587 434,0	485 015,2
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг	<b>66 208 080,8</b>	<b>809 705,4</b>	<b>1 963 999,8</b>	<b>3 515 021,9</b>	<b>5 170 183,6</b>	<b>6 312 437,7</b>	<b>6 927 347,4</b>	<b>6 686 272,0</b>	<b>5 990 628,7</b>

## Продолжение таблицы П.4.2.7

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>											
Затраты на энергию	тыс.тг	145 306,1	129 809,9	116 055,9	103 838,9	92 979,1	83 318,6	74 719,1	67 058,8	60 230,6	54 140,3
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	100 630,9	104 656,1	108 842,4	113 196,1	117 723,9	122 432,9	127 330,2	132 423,4	137 720,3	143 229,1
Затраты производственного характера	тыс.тг	217 959,2	194 714,9	174 083,9	155 758,4	139 468,6	124 977,9	112 078,6	100 588,2	90 345,9	81 210,4
Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тг	69 454,0	72 741,5	75 897,0	78 938,6	81 882,6	84 743,4	87 534,1	90 266,8	92 952,0	95 599,5
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг	132 101,1	137 385,2	142 880,6	148 595,8	154 539,6	160 721,2	167 150,1	173 836,1	180 789,5	188 021,1
Арендные затраты	тыс.тг	3 818,3	3 971,0	4 129,9	4 295,1	4 466,9	4 645,6	4 831,4	5 024,6	5 225,6	5 434,6
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	252 584,1	225 647,2	201 738,8	180 502,1	161 624,5	144 831,8	129 883,4	116 567,6	104 698,2	94 111,5
Экологические расходы	тыс.тг	65 179,9	68 265,1	71 226,4	74 080,9	76 843,6	79 528,4	82 147,4	84 711,9	87 231,9	89 716,4
Затраты на страхование	тыс.тг	24 218,5	25 187,3	26 194,8	27 242,6	28 332,3	29 465,6	30 644,2	31 869,9	33 144,7	34 470,5
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	36 039,9	37 481,5	38 980,8	40 540,0	42 161,6	43 848,0	45 602,0	47 426,0	49 323,1	51 296,0
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	402 187,5	402 187,5	402 187,5	402 187,5	402 187,5	402 187,5	402 187,5	402 187,5	402 187,5	402 187,5
Выбытие скважин	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>1 449 479,6</b>	<b>1 402 047,2</b>	<b>1 362 218,0</b>	<b>1 329 175,9</b>	<b>1 302 210,1</b>	<b>1 280 700,8</b>	<b>1 264 107,9</b>	<b>1 251 960,7</b>	<b>1 243 849,4</b>	<b>1 239 417,0</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	84 459,4	84 459,4	84 459,4	84 459,4	84 459,4	84 459,4	84 459,4	84 459,4	84 459,4	84 459,4
Налог на имущество	тыс.тг	172 373,5	146 497,5	124 507,9	105 820,5	89 939,0	76 441,9	64 970,9	55 221,7	46 935,8	39 893,4
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	997 092,7	890 761,2	796 383,6	712 552,1	638 032,7	571 743,2	512 733,4	460 168,3	413 313,0	371 520,6
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>2 703 405,2</b>	<b>2 523 765,3</b>	<b>2 367 568,9</b>	<b>2 232 007,9</b>	<b>2 114 641,2</b>	<b>2 013 345,3</b>	<b>1 926 271,6</b>	<b>1 851 810,1</b>	<b>1 788 557,5</b>	<b>1 735 290,5</b>
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг</b>											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 084 413,6	1 862 121,0	1 664 820,2	1 489 567,3	1 333 782,7	1 195 203,8	1 071 843,8	961 956,9	864 006,9	776 641,3
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 279 566,8	2 929 816,9	2 927 551,8	2 619 373,2	2 592 316,6	2 322 977,0	2 083 216,8	1 958 673,0	1 759 233,6	1 653 225,0
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 613 967,0	2 245 384,7	2 031 857,5	2 010 252,2	1 730 781,1	1 685 820,0	1 453 675,3	1 254 463,9	1 208 400,9	1 044 434,0
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс.тг	<b>7 977 947,4</b>	<b>7 037 322,6</b>	<b>6 624 229,5</b>	<b>6 119 192,7</b>	<b>5 656 880,5</b>	<b>5 204 000,8</b>	<b>4 608 735,9</b>	<b>4 175 093,7</b>	<b>3 831 641,4</b>	<b>3 474 300,4</b>
<b>Общие и административные расходы</b>											
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>477 884,3</b>	<b>496 999,7</b>	<b>516 879,7</b>	<b>537 554,8</b>	<b>559 057,0</b>	<b>581 419,3</b>	<b>604 676,1</b>	<b>628 863,1</b>	<b>654 017,7</b>	<b>680 178,4</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	338 720,8	352 269,7	366 360,5	381 014,9	396 255,5	412 105,7	428 589,9	445 733,5	463 562,9	482 105,4
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	71 131,4	73 976,6	76 935,7	80 013,1	83 213,6	86 542,2	90 003,9	93 604,0	97 348,2	101 242,1
Общедминистративные затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг	34 888,2	36 283,8	37 735,1	39 244,5	40 814,3	42 446,9	44 144,8	45 910,6	47 747,0	49 656,9
Другие административные расходы	тыс.тг	33 143,8	34 469,6	35 848,4	37 282,3	38 773,6	40 324,5	41 937,5	43 615,0	45 359,6	47 174,0
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг	<b>46 428,0</b>	<b>43 948,7</b>	<b>42 500,9</b>	<b>41 291,5</b>	<b>40 288,2</b>	<b>39 469,2</b>	<b>38 815,7</b>	<b>38 311,4</b>	<b>37 941,9</b>	<b>37 694,9</b>
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на обучение	тыс.тг	15 054,5	14 494,8	14 020,5	13 622,2	13 291,8	13 022,1	12 807,0	12 641,1	12 519,6	12 438,5
НИОКР	тыс.тг	15 054,5	14 494,8	14 020,5	13 622,2	13 291,8	13 022,1	12 807,0	12 641,1	12 519,6	12 438,5
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	16 319,0	14 959,1	14 460,0	14 047,2	13 704,7	13 425,0	13 201,7	13 029,2	12 902,7	12 817,9
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>8 502 259,7</b>	<b>7 578 270,9</b>	<b>7 183 610,1</b>	<b>6 698 039,1</b>	<b>6 256 225,7</b>	<b>5 824 889,3</b>	<b>5 252 227,7</b>	<b>4 842 268,2</b>	<b>4 523 601,0</b>	<b>4 192 173,6</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг	<b>11 205 664,9</b>	<b>10 102 036,2</b>	<b>9 551 179,0</b>	<b>8 930 047,0</b>	<b>8 370 866,9</b>	<b>7 838 234,6</b>	<b>7 178 499,3</b>	<b>6 694 078,3</b>	<b>6 312 158,5</b>	<b>5 927 464,1</b>
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс.тг										
Производственный доход	тыс.тг	20 592 139,6	18 396 229,5	16 447 177,2	14 715 907,3	13 176 941,9	11 807 933,0	10 589 258,2	9 503 671,9	8 536 002,7	7 672 890,9
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	11 205 664,9	10 102 036,2	9 551 179,0	8 930 047,0	8 370 866,9	7 838 234,6	7 178 499,3	6 694 078,3	6 312 158,5	5 927 464,1
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг	<b>9 386 474,7</b>	<b>8 294 193,3</b>	<b>6 895 998,2</b>	<b>5 785 860,3</b>	<b>4 806 075,0</b>	<b>3 969 698,4</b>	<b>3 410 758,8</b>	<b>2 809 593,7</b>	<b>2 223 844,2</b>	<b>1 745 426,9</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	2 141 104,0	1 838 783,6	1 580 414,0	1 359 424,2	1 170 255,3	1 008 199,2	869 264,6	750 064,3	647 721,2	559 789,0
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг	<b>7 245 370,7</b>	<b>6 455 409,7</b>	<b>5 315 584,2</b>	<b>4 426 436,1</b>	<b>3 635 819,8</b>	<b>2 961 499,2</b>	<b>2 541 494,3</b>	<b>2 059 529,4</b>	<b>1 576 123,0</b>	<b>1 185 637,9</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	1 865 140,2	1 584 989,2	1 346 955,9	1 144 698,8	972 833,7	826 788,4	702 680,0	597 210,4	507 578,1	431 403,4
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	7 521 334,5	6 709 204,1	5 549 042,3	4 641 161,5	3 833 241,4	3 142 910,0	2 708 078,8	2 212 383,3	1 716 266,1	1 314 023,5
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	7 521 334,5	6 709 204,1	5 549 042,3	4 641 161,5	3 833 241,4	3 142 910,0	2 708 078,8	2 212 383,3	1 716 266,1	1 314 023,5
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 504 266,9	1 341 840,8	1 109 808,5	928 232,3	766 648,3	628 582,0	541 615,8	442 476,7	343 253,2	262 804,7
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг	<b>5 741 103,8</b>	<b>5 113 568,9</b>	<b>4 205 775,7</b>	<b>3 498 203,8</b>	<b>2 869 171,5</b>	<b>2 332 917,2</b>	<b>1 999 878,5</b>	<b>1 617 052,7</b>	<b>1 232 869,8</b>	<b>922 833,2</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	420 488,4	372 466,7	227 409,9	137 422,0	57 249,4	19 092,7	6 076,4	0,0	0,0	0,0
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг	<b>5 320 615,4</b>	<b>4 741 102,2</b>	<b>3 978 365,9</b>	<b>3 360 781,7</b>	<b>2 811 922,0</b>	<b>2 313 824,5</b>	<b>1 993 802,1</b>	<b>1 617 052,7</b>	<b>1 232 869,8</b>	<b>922 833,2</b>

## Продолжение таблицы П.4.2.7

Составляющие	Ед.изм	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	22	23	24	25	26	27	28
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)</b>								
Затраты на э/энергию	тыс.тг	48 704,7	43 850,6	39 513,2	35 635,2	32 166,2	29 061,3	26 280,8
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	148 958,3	154 916,6	144 154,0	149 920,2	137 573,8	114 461,4	99 199,9
Затраты производственного характера	тыс.тг	73 057,1	65 775,9	59 269,7	53 452,8	48 249,3	43 592,0	39 421,2
Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тг	98 218,1	100 815,9	103 400,1	105 977,4	108 553,9	111 135,3	113 726,7
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг	195 541,9	203 363,6	191 975,3	199 654,3	186 524,5	161 044,5	144 647,3
Арендные затраты	тыс.тг	5 652,0	5 878,1	6 113,2	6 357,8	6 612,1	6 876,6	7 151,6
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	84 662,9	76 225,0	68 685,3	61 944,3	55 914,2	50 517,0	45 683,7
Экологические расходы	тыс.тг	92 173,9	94 611,8	97 037,0	99 455,7	101 873,7	104 296,2	106 728,1
Затраты на страхование	тыс.тг	35 849,4	37 283,3	35 195,5	36 603,3	34 196,2	29 524,8	26 518,7
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	53 347,9	55 481,8	51 627,2	53 692,3	49 270,6	40 993,1	35 527,4
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	402 187,5	402 187,5	365 062,5	365 062,5	327 937,5	272 250,0	235 125,0
Выбытие скважин	тыс.тг	0,0	0,0	27 016,5	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого прямые производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>1 238 353,7</b>	<b>1 240 390,1</b>	<b>1 189 049,4</b>	<b>1 167 755,8</b>	<b>1 088 871,9</b>	<b>963 752,1</b>	<b>880 010,4</b>
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц. налог)	тыс.тг	84 459,4	84 459,4	76 663,1	76 663,1	68 866,9	57 172,5	49 376,3
Налог на имущество	тыс.тг	33 907,9	28 820,6	24 496,7	20 821,5	17 697,8	15 042,8	12 786,1
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	334 221,1	300 911,2	271 147,0	244 535,8	220 730,5	199 423,7	180 343,1
<b>Итого производственных затрат</b>	тыс.тг	<b>1 690 942,0</b>	<b>1 654 581,2</b>	<b>1 561 356,2</b>	<b>1 509 776,2</b>	<b>1 396 167,0</b>	<b>1 235 391,1</b>	<b>1 122 515,9</b>
<b>Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг</b>								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	698 668,1	629 035,6	566 815,4	511 186,6	461 423,6	416 883,8	376 998,0
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 616 570,3	1 455 455,5	1 363 950,5	1 230 088,8	1 153 047,6	1 118 913,9	1 011 860,6
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	996 896,6	949 322,5	822 520,6	774 055,3	671 829,4	629 469,6	587 206,0
<b>Итого расходы по реализации</b>	тыс.тг	<b>3 312 134,9</b>	<b>3 033 813,6</b>	<b>2 753 286,5</b>	<b>2 515 330,8</b>	<b>2 286 300,6</b>	<b>2 165 267,3</b>	<b>1 976 064,5</b>
<b>Общие и административные расходы</b>								
<b>Административные расходы</b>	тыс.тг	<b>707 385,5</b>	<b>735 680,9</b>	<b>688 318,1</b>	<b>715 850,8</b>	<b>661 428,6</b>	<b>558 318,1</b>	<b>490 817,3</b>
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	501 389,6	521 445,2	488 072,7	507 595,6	469 243,9	396 511,1	348 929,8
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	105 291,8	109 503,5	102 495,3	106 595,1	98 541,2	83 267,3	73 275,3
Общедминистративные затраты на 1 го работника АУП	тыс.тг	51 643,1	53 708,9	50 271,5	52 282,3	48 332,1	40 840,6	35 939,8
Другие административные расходы	тыс.тг	49 061,0	51 023,4	47 478,6	49 377,8	45 311,4	37 699,1	32 672,5
<b>Общехозяйственные расходы</b>	тыс.тг	<b>37 559,5</b>	<b>37 526,2</b>	<b>37 587,0</b>	<b>36 047,4</b>	<b>35 393,1</b>	<b>33 020,1</b>	<b>29 242,8</b>
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на обучение	тыс.тг	12 394,2	12 383,5	12 403,9	11 890,5	11 677,6	10 888,7	9 637,5
НИОКР	тыс.тг	12 394,2	12 383,5	12 403,9	11 890,5	11 677,6	10 888,7	9 637,5
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	12 771,1	12 759,1	12 779,2	12 266,4	12 038,0	11 242,7	9 967,7
<b>Итого не производственные затраты</b>	тыс.тг	<b>4 057 079,9</b>	<b>3 807 020,7</b>	<b>3 479 191,5</b>	<b>3 267 228,9</b>	<b>2 983 122,4</b>	<b>2 756 605,6</b>	<b>2 496 124,6</b>
<b>Итого затраты</b>	тыс.тг	<b>5 748 021,9</b>	<b>5 461 602,0</b>	<b>5 040 547,7</b>	<b>4 777 005,1</b>	<b>4 379 289,4</b>	<b>3 991 996,7</b>	<b>3 618 640,5</b>
<b>Доходы (убытки)</b>	тыс.тг							
Производственный доход	тыс.тг	6 902 561,7	6 214 627,3	5 599 915,5	5 050 320,2	4 558 671,7	4 118 623,0	3 724 550,8
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	5 748 021,9	5 461 602,0	5 040 547,7	4 777 005,1	4 379 289,4	3 991 996,7	3 618 640,5
<b>Операционный доход</b>	тыс.тг	<b>1 154 539,9</b>	<b>753 025,3</b>	<b>559 367,8</b>	<b>273 315,1</b>	<b>179 382,3</b>	<b>126 626,3</b>	<b>105 910,4</b>
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	484 185,8	419 138,3	363 134,9	314 885,8	273 289,7	237 405,3	206 427,8
<b>Балансовая прибыль</b>	тыс.тг	<b>670 354,1</b>	<b>333 887,0</b>	<b>196 232,9</b>	<b>-41 570,7</b>	<b>-93 907,4</b>	<b>-110 779,0</b>	<b>-100 517,5</b>
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	366 664,3	311 643,3	264 880,7	225 136,6	191 357,1	162 646,8	138 244,7
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	787 875,5	441 382,0	294 487,1	48 178,5	-11 974,8	-36 020,5	-32 334,3
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	787 875,5	441 382,0	294 487,1	48 178,5	0,0	0,0	0,0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	157 575,1	88 276,4	58 897,4	9 635,7	0,0	0,0	0,0
<b>Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов</b>	тыс.тг	<b>512 779,0</b>	<b>245 610,6</b>	<b>137 335,5</b>	<b>-51 206,4</b>	<b>-93 907,4</b>	<b>-110 779,0</b>	<b>-100 517,5</b>
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ</b>	тыс.тг	<b>512 779,0</b>	<b>245 610,6</b>	<b>137 335,5</b>	<b>-51 206,4</b>	<b>-93 907,4</b>	<b>-110 779,0</b>	<b>-100 517,5</b>

Таблица П.4.2.8 – Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 3)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	<b>295 447 710</b>	2 352 520	5 103 148	10 414 413	15 855 196	21 318 889	24 695 211	25 032 790	23 068 121	20 592 140	18 396 230	16 447 177	14 715 907
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	<b>182 033 339</b>	1 161 985	2 562 060	5 590 953	8 151 106	11 188 642	12 782 777	13 065 136	12 403 348	11 205 665	10 102 036	9 551 179	8 930 047
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	<b>26 116 996</b>	<b>549 306</b>	<b>4 548 754</b>	<b>4 541 857</b>	<b>4 875 934</b>	<b>4 957 830</b>	<b>3 933 650</b>	<b>2 709 664</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	<b>17 632 198</b>	220 440	356 441	699 203	1 169 302	1 561 846	1 870 144	1 876 930	1 693 979	1 504 267	1 341 841	1 109 808	928 232
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	<b>4 067 847</b>	139 443	82 897	140 395	341 253	442 422	608 783	587 434	485 015	420 488	372 467	227 410	137 422
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг	<b>229 850 380</b>	2 071 174	7 550 151	10 972 408	14 537 595	18 150 740	19 195 355	18 239 164	14 582 342	13 130 420	11 816 344	10 888 397	9 995 701
Поток денежной наличности	тыс.тг	<b>65 597 330</b>	<b>281 346</b>	<b>-2 447 003,57</b>	<b>-557 994,68</b>	<b>1 317 601,37</b>	<b>3 168 149,20</b>	<b>5 499 856,76</b>	<b>6 793 625,42</b>	<b>8 485 778,99</b>	<b>7 461 719,35</b>	<b>6 579 885,80</b>	<b>5 558 779,84</b>	<b>4 720 205,95</b>
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	<b>27 122 109</b>	281 346	<b>-2 224 549</b>	<b>-461 153</b>	989 933	2 163 889	3 414 978	3 834 824	4 354 546	3 480 947	2 790 514	2 143 150	1 654 403
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	<b>27 122 109</b>	281 346	<b>-1 943 203</b>	<b>-2 404 356</b>	<b>-1 414 422</b>	749 466	4 164 445	7 999 269	12 353 815	15 834 763	18 625 277	20 768 427	22 422 830

Продолжение таблицы П.4.2.8

Составляющие	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	13 176 942	11 807 933	10 589 258	9 503 672	8 536 003	7 672 891	6 902 562	6 214 627	5 599 915	5 050 320	4 558 672	4 118 623	3 724 551	3 371 469
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	8 370 867	7 838 235	7 178 499	6 694 078	6 312 159	5 927 464	5 748 022	5 461 602	5 040 548	4 777 005	4 379 289	3 991 997	3 618 640	3 510 717
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	766 648	628 582	541 616	442 477	343 253	262 805	157 575	88 276	58 897	9 636	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	57 249	19 093	6 076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого отток средств</b>	тыс.тг	9 194 765	8 485 909	7 726 192	7 136 555	6 655 412	6 190 269	5 905 597	5 549 878	5 099 445	4 786 641	4 379 289	3 991 997	3 618 640	3 510 717
Поток денежной наличности	тыс.тг	<b>3 982 177,35</b>	<b>3 322 023,73</b>	<b>2 863 066,65</b>	<b>2 367 117,00</b>	<b>1 880 590,96</b>	<b>1 482 622,16</b>	<b>996 964,77</b>	<b>664 748,93</b>	<b>500 470,39</b>	<b>263 679,39</b>	<b>179 382,30</b>	<b>126 626,30</b>	<b>105 910,35</b>	<b>-139 247,85</b>
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	1 268 844	962 272	753 935	566 669	409 271	293 329	179 313	108 692	74 392	35 631	22 036	14 141	10 753	<b>-12 852</b>
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	23 691 675	24 653 947	25 407 881	25 974 550	26 383 822	26 677 151	26 856 464	26 965 155	27 039 547	27 075 178	27 097 215	27 111 356	27 122 109	27 109 257

**Заключение**  
**Метрологической экспертизы к отчету по теме**  
**«Проект разработки месторождения Кумдала»**  
**ТОО «Туран-Барлау»**

Отсетственные исполнители: Сериков Н.Ж.  
Нурсултанова С.Г.

По метрологическому обеспечению работы замечаний и предложений нет. Отчет соответствует требованиям государственных стандартов и может быть принят к рассмотрению.

Экспертиза проведена 05.07.23г.

Метролог



Адекова Н.



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

**0000280**

<b>Выдана</b>	<p><b>Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"</b></p> <p>Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57., БИН: 060340007305</p> <hr/> <p>(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)</p>
<b>на занятие</b>	<p><b>Проектирование горных производств, проектирование котлов с рабочим давлением выше 0.7 кг/см<sup>2</sup> и температурой теплоносителя выше 115С, сосудов и турбопроводов, работающих под давлением выше 0.7 кг/см<sup>2</sup> в нефтегазовой отрасли</b></p> <hr/> <p>(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</p>
<b>Особые условия</b>	<hr/> <p>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</p>
<b>Примечание</b>	<hr/> <p>(отчуждаемость, класс разрешения)</p>
<b>Лицензиар</b>	<p><b>Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе . Министерство нефти и газа Республики Казахстан.</b></p> <hr/> <p>(полное наименование лицензиара)</p>
<b>Руководитель (уполномоченное лицо)</b>	<p><b>Б.Бимуратов</b></p> <hr/> <p>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</p>
<b>Дата первичной выдачи</b>	
<b>Срок действия лицензии</b>	
<b>Место выдачи</b>	<p><b><u>г. Астана</u></b></p>



## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 0000280

Дата выдачи лицензии

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Проектирование (разработка комплексной технической, конструкторско-технологической документации, содержащей технико-экономическое обоснование, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки, необходимые для изготовления оборудования)
- Проектирование (технологическое) горных производств
  - Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений
  - Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
  - Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиат** **Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"**

Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57., БИН: 060340007305

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**Производственная база** **г. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57- в соответствии с договором аренды от 01.11.2011 г. с ТОО "Asadal Parthers".**

(местонахождение)

**Особые условия действия лицензии** (в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиар** **Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе . Министерство нефти и газа Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель (уполномоченное лицо)** (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**СПРАВКА**  
**О рассылке отчета**

Отчет направлен в следующие организации:

№№ п.п	организация	Количество экземпляров	адрес
1	ЦКРР РК	1	г. Астана ул. Кабанбай батыр 19а
2	ТОО «Туран-Барлау»»	3	

Ответственный исполнитель:



Сериков Н.Ж.

