

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СНПС - АЙ ДАН МУНАЙ»**

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TIMAL CONSULTING GROUP»**

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. президента:

АО «СНПС - Ай Дан Мунай»

Вэнь Цзяцзюнь

2022г



ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЛИНОВСКОЕ

Договор №22-36/2020

Том I. Текст

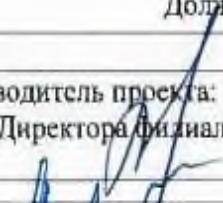
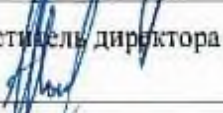
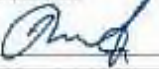
Заместитель директора по
производству:
ТОО «Timal Consulting Group»



М.Н. БАБАШЕВА

г.Атырау, 2022г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность, Ф. И. О.	Наименование глав, разделов
1	2
Руководитель проекта: И.О. Директора филиала  А.У. Рамазан	Общее руководство
Заместитель директора по проектированию разработки  Г.Г. Жакашев	Общее руководство
Директор департамента геологического проектирования и подсчета запасов  Ж.К. Мусина	Главы 2, 11
Директор департамента интерпретации ГИС  А.В. Поляков	Разделы 2.2, 2.4
Ответственный исполнитель: Главный специалист департамента гидродинамического моделирования  А.Ж. Жарылгасинов	Главы 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
Инженер департамента проектирования разработки  Е.А. Абдуллаев	Главы 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
Эколог  А.Х. Абытов	Глава 10

В подготовке исходных данных и оформлении отчета принимали участие:
Горячкина М.Г., Игнатьева Л.Г.

Ответственный за документ-контроль  Кабдулова З.Д.

ТОМ I

СОДЕРЖАНИЕ

Оглавление		Стр.
1		2
РЕФЕРАТ		13
ВВЕДЕНИЕ		14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ		18
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ		20
2.1	Характеристика геологического строения	20
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств, продуктивных пластов (горизонтов)	29
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	38
2.3.1	<i>Состав и свойства нефти в стандартных (поверхностных) условиях</i>	38
2.3.2	<i>Анализ первичных данных по пластовым флюидам</i>	39
2.3.3	<i>Модель пластового флюида</i>	47
2.3.4	<i>Свойства пластового флюида при начальных пластовых условиях</i>	47
2.3.5	<i>Состав и свойства растворённого газа</i>	49
2.3.6	<i>Товарная характеристика нефти</i>	51
2.3.7	<i>Гидрогеологическая характеристика</i>	52
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	55
2.5	Запасы нефти и газа	59
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ		61
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	61
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	70
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	70
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	105
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	113
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	122
3.3.1	<i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	122
3.3.2	<i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки</i>	123
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	124
3.4.1	<i>Обоснование выделения эксплуатационных объектов</i>	124
3.4.2	<i>Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов</i>	126
3.4.3	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	127
3.4.4	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	129
3.4.5	<i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i>	132
3.4.6	<i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	132

Оглавление			Стр.
	3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	135
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ		142
	4.1	Технологические показатели вариантов разработки	142
	4.2	Экономические показатели вариантов разработки	152
	4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	168
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ		169
	5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	169
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА		172
	6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	172
	6.1.1	<i>Требования для выбора устьевого и внутрискважинного оборудования</i>	173
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	176
	6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	180
	6.3.1	<i>Действующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции</i>	180
	6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	182
	6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды используемой для заводнения	183
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН		186
	7.1	Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ	186
	7.1.1	<i>Требования к конструкциям скважин</i>	186
	7.2	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	189
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ		195
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ		210
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ		218
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ		223
12.	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ		224
13.	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ		233
	13.1	Затраты на ликвидацию скважин	234
	13.2	Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства	234
	13.3	Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	234
ТОМ II			
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ			
ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ			

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.2.1	Освещенность отбором керна разреза скважин и продуктивных горизонтов	30
2.	2.2.2	Виды исследований на керне	31
3.	2.2.3	Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности	35
4.	2.2.4	Характеристика толщин пластов	36
5.	2.2.5	Статистические показатели неоднородности пласта	36
6.	2.2.6	Статистические ряды распределения проницаемости горизонта (объекта)	37
7.	2.3.1	Физико-химические свойства поверхностной нефти	43
8.	2.3.2	Свойства пластовой нефти	45
9.	2.3.3	Стандартная сепарация пластовой нефти	46
10.	2.3.4	Параметры пластовой и сепарированной нефти месторождения Блиновское	47
11.	2.3.5	Результаты анализов газа, растворенного в нефти	50
12.	2.3.6	Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Блиновское	54
13.	2.4.1	Параметры, полученные при измерении относительной проницаемости в системе вода-нефть	55
14.	2.5.1	Сводная таблица запасов нефти и растворенного газа в нефти месторождения Блиновское по состоянию на 01.04.2020г	60
15.	3.1.1	Количество и виды проведенных гидродинамических исследований	61
16.	3.1.2	Результаты гидродинамических исследований скважин по горизонту М-I	63
17.	3.1.3	Распределение скважин по классам проницаемости А. С. Ханина	63
18.	3.1.4	Результаты исследований РА	66
19.	3.1.5	Результаты исследований скважин на неустановившихся режимах (КВД) с начала разработки в целом по месторождению	67
20.	3.1.6	Результаты исследований скважин на установившихся режимам (МУО) с начала разработки в целом по месторождению	68
21.	3.2.1	Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.03.2022г	70
22.	3.2.2	Характеристика работ, причины и рекомендации по бездействующим скважинам	74
23.	3.2.3	Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти в целом по месторождению за период 2018-01.03.2022г	75
24.	3.2.4	Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности в целом по месторождению за период 2018-01.03.2022г	76
25.	3.2.5	Значения коэффициентов эксплуатации скважин и использования фонда добывающих и нагнетательных скважин	77
26.	3.2.6	Основные технологические показатели в целом по месторождению	83
27.	3.2.7	Основные технологические показатели по I объекту	84
28.	3.2.8	Основные технологические показатели по II объекту	85

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
29.	3.2.9	Динамика давления закачки на устье скважин	89
30.	3.2.10	Показатели работы нагнетательных скважин	89
31.	3.2.11	Проектные и фактические показатели разработки в целом по месторождению	102
32.	3.2.12	Проектные и фактические показатели разработки I объекта	103
33.	3.2.13	Проектные и фактические показатели разработки II объекта	104
34.	3.2.14	Состояние выработки запасов нефти по объектам и в целом по месторождению	106
35.	3.2.15	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по I объекту	107
36.	3.2.16	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по II объекту	110
37.	3.2.17	Результаты ГТМ	120
38.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	125
39.	3.4.2	Геолого-технические мероприятия (рекомендуемый вариант)	129
40.	3.4.3	Основные параметры для расчета горизонтального ствола скважины №21	131
41.	3.4.4	Основные исходные характеристики расчетных вариантов	131
42.	3.4.5	Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам	134
43.	3.5.1	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	137
44.	3.5.2	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	138
45.	3.5.3	Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам	139
46.	3.5.4	Ставки налога на добычу	139
47.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	140
48.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	140
49.	3.5.7	Ставки налога на сверхприбыль	141
50.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3	143
51.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3	144
52.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 3	145
53.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 3	146
54.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 3	148
55.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 3	149
56.	4.1.7	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам	151
57.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)	153
58.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)	156

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
59.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)	158
60.	4.2.4	Расчет чистой прибыли месторождения Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)	164
61.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)	166
62.	4.3.1	Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти	168
63.	4.3.2	Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	168
64.	5.1.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Блиновское	171
65.	6.1.1	Распределение фонда скважин	172
66.	6.1.2	Технологический режим работы скважин, эксплуатируемых УШГН	174
67.	6.1.3	Технологический режим скважин, эксплуатируемых УЭЦН	174
68.	6.1.4	Технологический режим скважин, эксплуатируемых ЭВН	175
69.	6.4.1	Баланс добычи и использования газа	182
70.	6.5.1	Технологический режим скважин, эксплуатируемых УЭЦН	183
71.	6.5.2	Требования к закачиваемой воде	183
72.	6.5.3	Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде	184
73.	7.1.1	Проектная конструкция скважин	187
74.	7.1.2	Фактическая конструкция скважин	187
75.	7.1.3	Продолжительность цикла строительства скважин для меловых отложений	188
76.	7.1.4	Показатели проверки качества ствола вертикальной скважины	189
77.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ I объект (меловые). Вариант III (рекомендуемый вариант)	196
78.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ II объект (меловые). Вариант III (рекомендуемый вариант)	200
79.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ месторождения Блиновское. Вариант III (рекомендуемый вариант)	204
80.	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа по I объекту (рекомендуемый вариант)	208
81.	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа по II объекту (рекомендуемый вариант)	208
82.	8.6	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа в целом по месторождению (рекомендуемый вариант)	209
83.	9.1	Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований	213
84.	9.2	Комплекс исследований для контроля процесса разработки	217
85.	13.3.1	Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	235
86.	13.3.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 3-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Блиновское	235

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	19
2.	2.1.1	Структурная карта по отражающему горизонту PZ	26
3.	2.1.2	Структурная карта по ОГ Паг (кровля арыкумского горизонта – продуктивный горизонт М-I)	26
4.	2.1.3	Структурная карта по кровле продуктивного горизонта М-II	27
5.	2.2.1	Зависимость проницаемости от пористости для горизонтов М-I и М-II	32
6.	2.2.2	Зависимость плотности от пористости для горизонтов М-I и М-II	32
7.	2.2.3	Сопоставление объемной глинистости (Кгл) от пористости и проницаемости	33
8.	2.2.4	Зависимости параметра пористости от пористости, параметра насыщения от водонасыщенности для меловых отложений	33
9.	2.3.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания по стандартной сепарации, горизонт М-I	41
10.	2.3.2	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания по стандартной сепарации, пласт М-I	41
11.	2.3.3	Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания по стандартной сепарации, пласт М-I	42
12.	2.4.1	Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скв.50)	56
13.	2.4.2	Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скв.64)	56
14.	2.4.3	Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности	57
15.	2.4.4	Кривые распределения пор по размерам	57
16.	3.1.1	Динамика пластового давления по I объекту	64
17.	3.1.2	Карты I объекта, а) изобар, б) суммарных отборов, в) проницаемости	65
18.	3.1.3	Динамика забойного давления по II объекту	65
19.	3.2.1	Распределение фонда скважин	73
20.	3.2.2	Динамика распределения по дебиту нефти в целом по месторождению	77
21.	3.2.3	Динамика распределения по обводненности в целом по месторождению	78
22.	3.2.4	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки на 01.03.2022г	78
23.	3.2.5	Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению	80
24.	3.2.6	Динамика основных показателей разработки по I объекту	81
25.	3.2.7	Динамика основных показателей разработки по II объекту	82
26.	3.2.8	Распределение годовой и накопленной закачки воды по скважинам	86
27.	3.2.9	Закачка воды на I объекте	87
28.	3.2.10	Динамика пластового давления I объекта	88
29.	3.2.11	Зависимость ежемесячной добычи скважин №№6, 24, 34, 39 от закачки по скважине №14	90
30.	3.2.12	Зависимость ежемесячной добычи скважин №№15, 47 от закачки по скважине №9	91
31.	3.2.13	Зависимость ежемесячной добычи скважин №№6, 48 от закачки по скважине №26	91

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
32.	3.2.14	Зависимость ежемесячной добычи скважин №№18, 34, 45, 49 от закачки по скважине №27	92
33.	3.2.15	Результат профиля поглощения в нагнетательной скважине №14	94
34.	3.2.16	Динамика распределения действующего фонда скважин по обводненности по объектам	96
35.	3.2.17	Результат профиля поглощения в добывающей скважине №34	97
36.	3.2.18	Распределение накопленной добычи нефти на 01.03.2022г (а) и значений КИН (б) по объектам разработки и месторождению в целом	105
37.	3.2.19	Динамика обводненности и водонефтяного фактора I объекта	107
38.	3.2.20	Характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н. I объект	108
39.	3.2.21	Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И. I объект	108
40.	3.2.22	Характеристики вытеснения по методам Сазонова Б.Ф. I объект	108
41.	3.2.23	Характеристики вытеснения по методам Камбарова Г.С. I объект	109
42.	3.2.24	Динамика обводненности и водонефтяного фактора II объекта	110
43.	3.2.25	Характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н. II объект	110
44.	3.2.26	Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И. II объект	111
45.	3.2.27	Характеристики вытеснения по методам Сазонова Б.Ф. II объект	111
46.	3.2.28	Характеристики вытеснения по методам Камбарова Г.С. II объект	111
47.	3.2.29	Эффективность ГТМ в скважине №40	114
48.	3.2.30	Эффективность ГТМ в скважине №46	114
49.	3.2.31	Эффективность ГТМ в скважине №14	115
50.	3.2.32	Планшет РИГИС скважины №51	116
51.	3.2.33	График мини ГРП на скважине № 51	117
52.	3.2.34	График основного ГРП на скважине №51	117
53.	3.2.35	Профиль трещины ГРП на скважине № 51	118
54.	6.1.1	Распределение добывающих скважин по видам применяемых насосов	173
55.	6.2.1	Статистика проводимых мероприятий по борьбе с АСПО за период 2017 – 03.2022гг	178
56.	6.2.2	Профиль эксплуатации добывающей скважины №40	179
57.	6.2.3	Профиль эксплуатации добывающей скважины №46	179
58.	6.3.1	Принципиальная технологическая схема сбора и транспортировки месторождения Блиновское	181
59.	12.1	Реагент TF-C– трехкомпонентный порошок	224
60.	12.2	Схема капиллярной конденсации закачиваемой воды	225
61.	12.3	Состояние капиллярной воды в горных породах: а-капиллярно-конденсированная вода; б -собственно капиллярная вода; 1-минерал, 2 - капиллярная вода, 3-воздух, 4-адсорбционная вода	225
62.	12.4	Зависимость перепада давления от объема прокачанных жидкостей через керн проницаемостью 622.0×10^{-3} мкм ²	226
63.	12.5	Изменение ОФС от проницаемости керна	228
64.	12.6	Испытание технологий на опытном участке скважины №№14, 40, 46	229
65.	12.7	Опытный участок для применения технологии Terratec	229
66.	12.8	Результаты измерений давления в реагирующих скважинах и обработки данных с помощью алгоритма ИКД	232

Том II. ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1	Результаты опробования и исследования скважин	4
2.	2.2	Отбивки кровли и подошвы продуктивных горизонтов	11
3.	2.3	Отбивки кровли и подошвы коллекторов продуктивных горизонтов	16
4.	4.1	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 1	19
5.	4.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 1	20
6.	4.3	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 1	21
7.	4.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 1	222
8.	4.5	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1	23
9.	4.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 1	24
10.	4.7	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 2	25
11.	4.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 2	26
12.	4.9	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 2	27
13.	4.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 2	28
14.	4.11	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2	29
15.	4.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 2	30
16.	4.13	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 4	31
17.	4.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 4	32
18.	4.15	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 4	33
19.	4.16	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 4	34
20.	4.17	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 4	35
21.	4.18	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 4	36
22.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант I	37
23.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант I	39
24.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант I	40
25.	4.2.4	Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант I	43
26.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант I	44
27.	4.2.6	Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант II	46
28.	4.2.7	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант II	49

№ п/п	№.№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
29.	4.2.8	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант II	51
30.	4.2.9	Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант II	57
31.	4.2.10	Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант II	59
32.	4.2.11	Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант IV	61
33.	4.2.12	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант IV	64
34.	4.2.13	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант IV	66
35.	4.2.14	Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант IV	72
36.	4.2.15	Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант IV	74

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Количество листов	Масштаб
1	2	3	4
1.	Структурная карта по отражающему горизонту PZ (поверхность фундамента)	1	1:25000
2.	Структурная карта по отражающему горизонту М-II	1	1:25000
3.	Структурная карта по отражающему горизонту Παг (продуктивный горизонт М-I)	1	1:25000
4.	Схема обоснования ВНК	1	1:500
5.	М-I продуктивный горизонт. Структурные карты по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25000
6.	Продуктивный горизонт М-II и поверхность фундамента Pz. Структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1:25000
7.	I, II объектов. Карты текущих и суммарных отборов	1	1:25000
8.	I объект. Карта изобар	1	1:25000
9.	Карта пробуренных и проектных скважин	1	1:25000
10.	Карта проницаемости	1	1:25000

РЕФЕРАТ

Работа состоит из 2-х Томов и Папки графических приложений.

Том I. Текст – 235 страниц, в т.ч. 86 таблиц, 66 рисунков;

Том II. – 75 страницы, в т.ч. 36 табличных приложений;

Папка – 12 графических приложений.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ГАЗ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ВЕРТИКАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, РАЗРАБОТКА, ДОБЫЧА, ДЕБИТ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объект исследования – система разработки залежей месторождения Блиновское.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении. В проекте разработки приведены сведения о геологическом строении и характеристике продуктивных горизонтов. Проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех пробуренных скважин. Даны сведения о коллекторских свойствах пород, свойствах нефти, газа и воды. Проведение обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки.

На дату отчета проведен анализ технологии разработки месторождения, анализ состояния выработки запасов нефти из пластов, оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки, энергетического состояния залежей и технического состояния фонда добывающих и нагнетательных скважин.

На основе результатов проведённого анализа в отчете даны соответствующие рекомендации, направленные на рациональную выработку запасов, повышения эффективности применяемой системы контроля за разработкой эксплуатационных объектов. Для рекомендованного варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охраны недр и окружающей среды.

Область применения - месторождение Блиновское.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа «Проект разработки месторождения Блиновское» с проектом ПредОВОС, составлена в соответствии с Договором №22-36/2020 от 26.02.2020г, ТОО «Timal Consulting Group» с использованием всех фактических материалов по скважинам, данных гидродинамических и геофизических исследований скважин, в соответствии с требованиями Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК, «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 28.06.2018г, Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений от 24.08.2018г.

Недропользователем месторождения Блиновское является АО «СНПС-Ай Дан Мунай» и обладает правом недропользования для проведения добычи углеводородного сырья на месторождении на основании Лицензии МГ №999 от 04.12.1997г и Контракта №2808 от 8 октября 2008г. Срок действия контракта – до 08.10.2033 года.

Контракты также были дополнены, из которых отметим основные:

- Дополнение № 1 к Контракту № 2808 от 8 октября 2008г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Блиновское в Кызылординской области, подписанное 5 января 2020г. о расширении территории горного отвода.

- Дополнение № 2 к Контракту № 2808 от 8 октября 2008г. на добычу на добычу углеводородного сырья на месторождении Блиновское в Кызылординской области, подписанное 20 октября 2021г. дополнена рабочая программа на добычу углеводородного сырья на месторождении Блиновское в Кызылординской области Республики Казахстан на 2021-2033 годы, с скорректированными показателями на 2021-2022 год.

Месторождение Блиновское с декабря 2008г находится в промышленной разработке согласно утвержденному ЦКР РК проекту «Технологическая схема разработки месторождения Блиновское» (ТС), составленному совместно Внешним исследовательским центром Китайской компании по разведке и освоению нефти и газа («CNPC International Research Center») и ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» (протокол ЦКР РК №53 от 30.10.08г).

В разрезе месторождения Блиновское нефтеносны 3 продуктивных горизонта, из которых 2 горизонта М-I и М-II приурочены к арысумскому горизонту и один горизонт Pz приурочен к поверхности палеозойского фундамента. Основные запасы нефти месторождения сосредоточены в горизонте М-I. Коллекторы продуктивного арысумского горизонта представлены песчано-алевритовыми и песчано-гравелитовыми толщами. Структура Блиновская выявлена сейсморазведкой МОГТ в 1991г Турланской геофизической экспедицией. Детальные сейсмические исследования были завершены в 1993г и в том же году начато поисковое бурение.

В течение 1993-1996гг нефтегазовая компания «Онтустикмунайгаз» на месторождении Блиновское пробурила 4 поисковые скважины (№№1,3,4,5). В скважине №1 в процессе опробования пород фундамента (кора выветривания) был получен приток нефти дебитом 27,22 м³/сут, а скважиной №5 был вскрыт продуктивный горизонт М-I, приуроченный к арысумскому горизонту нижнедаульской свиты неокомского возраста и установлена нефтеносность нижней меловой системы.

Для продолжения разведки нефтяного месторождения Блиновское Правительством Республики Казахстан 04.12.1997г выдана Лицензия серии МГ № 999 (нефть) АО «НК Казахстан Аль-Таджир» сроком на пять лет.

В мае 1999г был заключен Контракт между Агентством РК по инвестициям и АО «Нефтяная Компания Казахстан Аль-Таджир» (регистрационный №330) в соответствии с Лицензией серии МГ №999 (нефть).

В 2002г было подписано Дополнение к Контракту о продлении срока действия Лицензии на два года до 04.12.2004г для разведки углеводородного сырья на нефтяном месторождении Блиновское в Кызылординской области между МЭМР РК и ТОО «Нефтяная компания Казахстан Аль-Таджир» (регистрационный №990 от 18.09.2002г).

В 2003г нефтяная компания «Ай-Дан-Мунай» провела трехмерное сейсмическое исследование на 130 км².

В течение 2003-2004гг компания «Аль-Таджир» пробурила 14 поисковых скважин, которые в пластах нижней меловой системы вскрыли два комплекса пород-коллекторов М-I и М-II, в результате в основном определены нефтегазонасыщенность и границы нефтяных залежей.

Дополнением к Контракту №330 (регистрационный №1420 от 19.05.2004г) право на недропользование перешло от ТОО «Нефтяная Компания Казахстан Аль-Таджир» к АО "Ай-Дан-Мунай". Также данным дополнением срок действия Лицензии был продлен вторично на два года до 04.12.2006г.

В 2004г ГКЗ утвержден «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Блиновское по состоянию на 01.08.2004 г.» (протокол ГКЗ № 331-04-П от 03.09.2004г). На основе данного отчета АО НИПИ "Каспиймунайгаз", имеющим Государственную лицензию №0003019 от 14.12.2000г, составлен "Проект пробной эксплуатации месторождения Блиновское" (ППЭ), утверждённый Протоколом ЦКР №30 от 22.12.2004 г. Пробную эксплуатацию месторождения проектировалось вести в течение 3-х лет. Пробная эксплуатация месторождения начата с января 2005г.

С апреля 2005г владельцем АО «Ай-Дан-Мунай» стала Китайская национальная корпорация по нефтегазовой разведке и разработке (CNODC).

С ноября 2005г АО «Ай-Дан-Мунай» переименовано в АО «СНПС-Ай Дан Мунай» (свидетельство о государственной перерегистрации за №5458-1933-АО от 21.11.2005г, выданное департаментом юстиции Кызылординской области).

Дополнением за №1900 от 21.11.2005г к Контракту №330 между АО «Ай-Дан-Мунай» и МЭМР РК расширена часть контрактной территории с увеличением минимальной Рабочей программы, согласованной ТУ «Южказнедра» (протокол № 345–УВС от 13.01.2005г).

В 2005г ТКЗ ТУ «Южказнедра» защищен отчет «По оперативному подсчету с целью перевода запасов нефти и растворенного газа с категории С₂ в категорию С₁ месторождения Блиновское по состоянию 01.10.2005г» (Протокол №902 от 29.11.05г).

В 2005г был составлен «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Блиновское» АН 2005г, по состоянию на 01.10.2005г (Протокол ЦКР РК №37 от 6-7.04.2006г).

В 2006г был составлен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным горизонтам месторождения Блиновское по состоянию на 01.01.2006г» ПЗ 2006г, выполненный ТОО «Мунайгазгеолсервис» (Протокол ГКЗ РК №537-06-У от 18.10.2006г).

В 2006г был составлен "Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Блиновское" по состоянию на 01.10.2006г, выполненный ТОО «Мунайгазгеолсервис» (Протокол ЦКР РК №44 от 13.07.2007г).

В 2008г составлена "Технологическая схема разработки месторождения Блиновское" по состоянию на 01.01.2008г, выполненная ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» (Протокол ЦКР РК №53 от 30.10.2008г).

В 2011г выполнен «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Блиновское» АН 2011г, выполнен ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» на 01.01.2011г (Протокол ЦКР РК №139 от 06.05.2011г). Отчетом были уточнены технологические показатели на период 2011-2013гг.

В 2012г был выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа горизонта М-II месторождения Блиновское Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.08.2011г» ПЗ 2012, (протокол ГКЗ РК №1183-12-У от 03.05.2012г).

В 2013г выполнен «Проект разработки месторождения Блиновское», утвержденный Комитетом геологии и недропользования на основании рекомендации ЦКРР РК (протокол №42/9 от 22.11.2013г) в котором были выделены 2 объекта разработки:

- I объект – горизонт М-I;

- II объект – горизонт М-II.

В 2016г выполнен «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Блиновское» АН 2016г, выполнен ТОО «Timal Consulting Group» в рамках договора №1501089-34/ДГР от 01.01.16г с АО «СНПС - Ай Дан Мунай».

В 2017г выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Блиновское Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2017г» (Протокол ГКЗ РК №1867-17-У).

Действующим проектным документом, по которому осуществляется промышленная разработка месторождения является «Уточненный проект разработки месторождения Блиновское», утвержденный ЦКРР РК (протокол №27-5-816-И от 22.05.2018г), с уточненными технологическими показателями на период 2018-2020гг. На месторождении в разработке находятся 2 эксплуатационных объекта:

- I объект – горизонт М-I;
- II объект – горизонт М-II.

Горизонт Pz выделен как объект доразведки.

В 2019г Недропользователем были проведены работы по расширению территории горного отвода, с целью вовлечения запасов за пределами горного отвода на баланс месторождения, где письмом №27-7/9184-КГ Комитета геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК от 18.10.2019г АО «СНПС - Ай Дан Мунай» был выдан расширенный горный отвод площадью 25,64 кв.км. с глубиной разработки до палеозойского фундамента.

В 2020г выполнен «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Блиновское Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.04.2020г)» (Протокол ГКЗ РК №2220-20-У от 09.10.2020г).

В 2020г был выполнен «Анализ разработки месторождения Блиновское Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 01.04.2020г» (Протокол № 8/9 от 26.12.2020) в рамках которого уточнены показатели разработки на 2020-2022гг.

Настоящий проект составлен на 01.03.2022г. В работе использованы фактические материалы, предоставленные геологической службой АО «СНПС-Ай Дан Мунай». Авторы выражают благодарность специалистам АО «СНПС-Ай Дан Мунай» за сотрудничество при выполнении работы.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Блиновское в административном отношении расположено на территории Сырдарьинского района Кызылординской области (рис.1.1), в географическом отношении в южной части Торгайской низменности, в центральной части Арыскупской песчаной пустыни на юг от месторождения Кумколь. Близ расположенными месторождениями являются Акшабулак, находящийся в 35 км к северо-западу от рассматриваемого месторождения и Арысское - в 18 км к югу.

Областной центр г. Кызылорда, находится в 170км к юго-западу от месторождения Блиновское, районный центр пос. Теренозек – в 123 км к юго-западу, железнодорожная станция Джусалы – в 164 км к юго-западу, ближайшими населенными пунктами являются: вахтовый посёлок месторождения Кумколь – 60 км и вахтовый посёлок месторождения Акшабулак-15 км.

В геоморфологическом отношении район представляет слабовсхолмленную равнину, пересеченную уступом. Равнина к югу от уступа имеет почти ровную поверхность, местами прерываемую котловинами разной величины, дно, многих из которых занято такырами или солончаками. Относительно уровня моря отметки поверхности варьируют в пределах 80-100м.

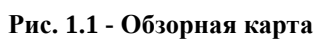
Климат района работ резко-континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури.

Максимальная температура летом плюс 30-35°C, минимальная зимой минус 35-40°C. Годовое количество осадков до 150 мм выпадает в зимне-весенний период.

Населенные пункты связаны между собой железной и шоссейной дорогами, с промыслом - асфальтовыми и грунтовыми дорогами, от г.Кызылорда до месторождения имеется автодорога, асфальтированная на первых 70 км.

Растительный и животный мир типичен для засушливых степей. Территория района, в основном, используется как пастбища.

Гидрографически район развит слабо. Речная сеть отсутствует. Встречаются небольшие заболоченные озера, образованные за счет самоизливающихся артезианских колодцев.



2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 2017 году была выполнена полная оценка запасов по месторождению Блиновское и утверждена протоколом ГКЗ РК №1867-17-У от 02.11.2017г.

В 2018 году был составлен «Уточненный проект разработки месторождения Блиновское» (Протокол ЦКРР РК №4 от 20.04.2018г).

Позже, работы, проведенные АО «СНПС-АйДанМунай» на месторождении, включающее бурение оценочной скважины №64 в пределах блока II, с проведением в нем комплекса исследовательских работ, включающее проведение ГИС, отбор и анализ керна, испытание продуктивного интервала, отбор и анализ пробы нефти, а также получение в 2019 году нового расширенного горного отвода площадью 25,64 кв.км. с глубиной разработки до палеозойского фундамента, явились основанием для составления отчета по переводу и уточнению запасов УВ (далее «ПРВЗ_2020г») по месторождению в 2020г. (Протокол ГКЗ РК №2220-20-У от 09.10.2020г).

После, в 2020 году был составлен проект «Анализ разработки месторождения Блиновское» (протокол ЦКРР РК №8/9 от 26.11.2020г).

На дату проекта на месторождении пробуренный фонд составляет 62 скважины, и после последнего уточнения запасов 2020г новых скважин не пробурено.

2.1 Характеристика геологического строения

Месторождение Блиновское приурочено к южной части одноименного выступа поверхности докембрийского фундамента, осложняющего Ащисайскую горст-антиклиналь в пределах восточной части Арыскупского нефтегазоносного бассейна.

В строении указанных структурных элементов осадочный комплекс представлен двумя структурными ярусами: юрским рифтогенным и мел-палеогеновым платформенным.

В контуре нефтеносного поля месторождения в строении участвует только мел-палеогеновый структурный ярус. К юго-востоку от выступа пробуренными поисковыми скв. №4 Блиновская, №№ 1 и 2 Еспе вскрыт разрез верхней юры, залегающий на поверхности фундамента.

Фундамент

Скважинами, вскрывающими верхнюю часть фундамента, установлен протерозойский возраст пород, представленных хлорит-серицитовыми сланцами, гнейсами, реже кварцитами (керна скв. №№ 1, 4, 5, 7).

Как и на других месторождениях аналогичного строения (Ащисай, Нуралы, Аксай и др.) кровельная часть фундамента глубоко выветрелая, с образованием глинистого, местами переотложенного элювия, переходящего в трещиноватые выщелоченные породы. Породы

фундамента выделяются более высокими значениями естественной радиоактивности (ГК) хлорит-серицитовых сланцев (10-12 мкр/ч) и КС более 10 Омм по сравнению с глинистыми породами акшабулакской свиты верхней юры и даульской свиты неокома, увеличением значений КС вниз по разрезу.

С поверхностью фундамента стратифицируется отражающий горизонт Рз. На всех месторождениях нефти по арыкумскому горизонту, приуроченных к выступам поверхности фундамента, установлена значительная глубина выщелачивания верхней части пород фундамента с образованием вторичных коллекторов трещинно-кавернозного типа, аналогичных вскрытым скв.№1, а также отложение на участках пониженного палеорельефа элювия, представленного каолинитовыми глинами, в отличие от монтмориллонитового или смешанно-слоистого минерального состава перекрывающих отложений арыкумского горизонта или верхней юры (месторождения Кумколь, Кызылкия, Кенлык и др.). Коллекторы не выдержаны по площади, имеют пониженные фильтрационные свойства.

Юрская система J

Юрские отложения за пределами разломов, ограничивающих выступ фундамента, представлены кумкольской и акшабулакской свитами верхнего отдела.

Кумкольская свита (J_{3km}) оксфорд-келловейского ярусов в разрезе скважины №4 представлена в основании гравелитами с прослоями глин нижнего горизонта среднекумкольской подсвиты (14 м), темно-серыми глинами верхнего горизонта этой подсвиты (35 м), серыми и темно-серыми глинами и алевролитами со слоями слабосцементированного песчаника в подошве и кровле верхнекумкольской подсвиты (44 м).

Акшабулакская свита (J_{3ak}) титон-киммериджского ярусов в основной верхней части представлена пестроцветными, в нижней части зеленовато-серыми глинами и алевролитами в среднем толщиной 78 м.

Значения КС по глинистым породам в пределах 2,0-3,0 Омм, ГК в пределах 16-18 мкр/ч.

Меловая система K

Меловые отложения в практике работ в нижней части разреза расчленены на три свиты по литологическому составу: даульскую, карачетаускую и кызылкинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турона-сенона.

Даульская свита неокома (K_{1nc}) расчленена на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1}) расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыскупский горизонт (K_{1nc1ar}) является регионально нефтеносным и представляет базальную толщу ортоплатформенного структурного яруса.

На всей площади Ащисайской горст-антиклинали в прибортовой части Арыскупского прогиба (месторождения Кумколь, Ащисай, Блиновское, Арыское) он представлен тремя литологическими пачками.

Нижняя представлена слабосцементированными бурыми песчаниками, которые на юге (Блиновское и Арыское месторождения) частично переходят в гравелиты, со слоями коричневого глинистого алевролита. В основании часто выделяется базальный слой гравелита.

Полная толщина пачки (скв.№№ 4, 12) составляет в среднем 80 м. На остальной части площади выступа она сокращена за счет выпадения нижней части разреза до 10-64 м с полным выклиниванием в скважинах №№ 1, 13, 21, 22, 30, 63, на участках наиболее поднятого предмелового палеорельефа поверхности фундамента.

Песчаный коллектор в кровле нижней пачки относится к продуктивному горизонту М-II.

Средняя пачка сложена коричневыми глинистыми алевролитами толщиной 30-35 м, являющимися флюидоупором над горизонтом М-II.

Верхняя пачка представлена слоем слабосцементированного песчаника в основании толщиной 3-6 м, которая сокращается на крайней западной части месторождения до 1,5-2,6 м (скв.№№ 13, 21). Кровельная часть сложена глинистыми алевролитами (3-4 м).

Песчаный слой на месторождении относится к продуктивному горизонту М-I.

Средняя и верхняя пачки выклиниваются к поверхности фундамента в разрезе скв.№1 полностью, в скважинах №№13, 21, 22, 30, 63 выклинивается основная нижняя часть разреза средней пачки, фиксируя наиболее высоко поднятую часть палеовыступа поверхности фундамента.

Общая толщина арыскупского горизонта в разрезе скважин изменяется от 8,41м(скв.№30) до 164,3м(скв.№33).

На западной части Арыскупского прогиба, где коллектор горизонта М-I отсутствует и замещен плотными глинистыми алевролитами, в кровле арыскупского стратиграфического горизонта стратифицируется опорный ОГ-II^{ар}. На Ащисайской горст-антиклинали он стратифицируется с верхней частью пачки глинистого алевролита между горизонтами М-I и М-II в связи с низкой акустической жесткостью коллектора М-I и малой толщиной слоя глинистого алевролита над кровлей коллектора М-I (месторождения Кумколь, Ащисай и др.).

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1}^2) представлен коричневыми глинами. Он является региональным флюидоупором над нефтеносными отложениями арыкумского горизонта. Толщина 107,3м(скв.№9)-148м(скв.№11), в скв.№ 1 сокращена до 87 м за счет выпадения из разреза нижней части.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2-a}). В основании, преимущественно, представлена коричневыми алевролитами, вверх по разрезу переходящими в песчаники. Средняя часть представлена слабосцементированными песчаниками с прослоями коричневых глин и алевролитов, верхняя часть – алевролитами и глинами с прослоями карбонатных песчаников в верхней (аптской) части. Толщина от 124м (скв.№63) до 244,6м(скв.№32). С подошвой подсвиты стратифицируется ОГ-II^a.

Карачетауская свита (K_{1al1-2}). В основании представлена гравелитами, выше серыми песками со слоями темно-серых глин с углистым детритом и с угнетенной фауной фораминифер. Толщина 185,9-317,4 м. С подошвой стратифицирован ОГ-II'.

Кызылкинская свита (K_{1al3-s}). Сложена пестроцветными (коричневыми, зелеными, серыми) глинистыми алевролитами и глинами со слоями слабосцементированного песчаника в средней части. Толщина от 91,6м (скв.№63) до 217,6 м (скв.№52).

Турон-сенон (K_{2t-sn}). Нерасчлененные отложения верхнего мела представлены морскими сероцветными и континентальными пестроцветными, преимущественно, песчаными породами и в большей степени алевролитами и глинами. Толщина от 385 до 511м. С подошвой стратифицируется ОГ-II.

Палеоген, плиоцен-четвертичные отложения ($P-N_2-Q$).

Палеоген представлен морскими глинами палеоцена-эоцена с прослоями темно-серых мергелей в нижней части. С подошвой стратифицирован ОГ-I.

Плиоцен-эоцен представлены палевыми глинами, суглинками, эоловыми песками. Толщина от 65,5м до 167,5м.

Тектоника

В тектоническом отношении структура Блиновская расположена в Арыкумском прогибе, представляющем южную часть Южно-Тургайской впадины на севере Тургайской плиты. Арыкумский бассейн выполнен отложениями мезозоя и кайнозоя в стратиграфическом диапазоне от нижней юры до четвертичной системы, залегающими на протерозойском складчатом фундаменте. Месторождение расположено в южной части Ащисайской горст-антиклинали, разделяющей Акшабулакскую (на западе) и Бозингенскую (на востоке) грабен-синклинали.

В строении указанных структурных элементов осадочный комплекс представлен двумя структурными ярусами: юрским рифтогенным и мел-палеогеновым платформенным.

Тектоника юрского рифтогенного комплекса характеризуется наиболее сложным строением по отношению к мел-палеогеновой толще, и представлена системой узких ассиметричных линейных отрицательных (грабен-синклиналей) и положительных (горст-антиклиналей) структур северо-западного простирания, протяженностью до 120 км.

Особенностью строения рифтогенного яруса является последовательное ограничение в распространении трех ритмокомплексов юрской системы (нижнеюрского, ниже-среднеюрского и верхнеюрского) от внутренних частей грабен-синклиналей к центральным частям горст-антиклиналей высокоамплитудными конседиментационными разломами, представляющими уступы по поверхности фундамента.

Платформенный ярус залегает на рифтогенном с перерывом в осадконакоплении, стратиграфическим, в бортовых частях Арыкумского прогиба с угловым несогласием, формированием унаследованных брахиантиклинальных структур. Платформенный мел-палеогеновый структурный комплекс толщиной до 1600 м выполняет Арыкумский прогиб, наложенный на структуры юрского яруса.

Блиновское месторождение приурочено к южной половине одноименного выступа фундамента, имеющего ромбовидную форму и ограниченного конседиментационными разломами. В границах контура нефтеносности отложения мела залегают на глубоко выветрелой поверхности фундамента.

Структурный план месторождения и прилегающей к нему территории изучен по поверхности фундамента (включая в него кору выветривания и элювий), принятого как ОГ-Pz и по кровле арыкумского горизонта на основе ОГ-Паг.

Структурная карта поверхности фундамента на площади нефтеносного поля одновременно является структурной картой подошвы арыкумского горизонта, залегающей на фундаменте различными стратиграфическими уровнями.

По результатам переинтерпретации материалов сейсмики 3Д по поверхности фундамента (отражающий горизонт Pz) по изогипсе -1465 м, площадь представляет собой выступ субмеридионального простирания, протяженностью до 15 км, шириной до 6,5 км. По изогипсе минус -1540 м выступ уходит на юго-восток в сторону Арысского выступа. На поверхности фундамента залегает палеоген-верхнеюрский комплекс. В отдельных случаях, как в районе скважины В-1 арыкумский горизонт и верхнеюрские отложения отсутствуют. В центральной части выступа отметки поверхности фундамента составляют около – 1160 м (скважина 1), а на периферийных частях ниже -1500 м (рис.2.1.1).

За пределами конседиментационных разломов, ограничивающих выступ фундамента, отметки на юго-западе изменяются от -1440 до -1760 м с увеличением к северо-западу (амплитуда разлома 200-320 м), на северо-западе от -1680 до -1520 м с уменьшением к северу (амплитуда 200-340 м), на юго-востоке от -1580 до -1480 м с уменьшением к северо-востоку (амплитуда 260-240 м) и на северо-востоке от -1420 до -1520 м с увеличением в центральной части (амплитуда 120-180 м).

Непосредственно к западу и северу от площади месторождения закартированы локальные мульды в пределах территории выступа с отметками от -1440 до -1540 м в наиболее погруженных частях. С учетом отметок подошвы арыкумского горизонта (ОГ-III), равных -1180-1190 м, в строении мульд участвует разрез верхнеюрских отложений толщиной 130-180 м, при толщине разреза между ОГ-III и ОГ-Pz за пределами выступа фундамента от 220 м на юго-западной части до 320-440 м на северо-западной части.

Платформенный комплекс своей нижней частью (арыкумскому горизонту и низам верхнего горизонта нижнедаульской подсвиты) облегает наиболее поднятую центральную часть выступа поверхности фундамента с образованием «лысины» северо-западного простирания размером 2,6 x 1,0 км.

По отражающему горизонту Пар (кровля арыкумского горизонта) структура Блиновская представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания, раскрытую на восток в сторону структуры Еспе и на юго-восток в сторону структуры Арысская. Брахиантиклиналь осложнена структурными «носами» и небольшими куполовидными поднятиями. Размеры структуры составляют 7,5x3,0 км, по изогипсе -1170 м.

По кровле арыкумского горизонта (ОГ-Пар), что и является кровлей отражающего горизонта М-I, структурный план в границах нефтеносности в целом повторяет строение по ОГ-Pz в выположенной форме и с уменьшением амплитуды локальных поднятий. Северо-западное и Северно-восточное локальные поднятия оконтуриваются изогипсой -1160 м, имея амплитуды, соответственно, 20 и 10 м (рис.2.1.2).

Локальные поднятия по изогипсе -1180 м объединены в единое поднятие сложной формы, площадь нефтеносности близка к площади по этой замкнутой изогипсе.

По уточненным структурным картам строение осложнено разрывными нарушениями с амплитудой менее 10 м. Выявлено два основных разрывных нарушения субмеридионального простирания на южной и северной частях площади. Северное нарушение в северной части (к востоку от скважины № 22) имеет амплитуду более толщины продуктивного горизонта М-I и представляет границу залежи нефти, за пределами которой пробурена скважина № 22. На остальной части площади оба этих разрывных нарушения, а

также другие непротяженные малоамплитудные разрывные нарушения не являются экранирующими по нефтеносному горизонту М-I, т.к. не пересекают всю площадь нефтеносного поля. В связи с этим на всей площади залежи сохраняется гидродинамическая связь нефтенасыщенного коллектора.

Отражающий горизонт М-II находится в средней части арыскупского горизонта, что по структурному плану в целом повторяет строение горизонта М-I, только площадь выхода фундамента в районе скв.30, 1, 21 по данному горизонту больше, локальные поднятия по изогипсе -1210 м объединены в единое поднятие сложной формы, площадь выявленной нефтяной залежи распространён в сводовой части в районе пробуренных скв.53, 58, 46, где один из основных нарушений свод разделяет на два (рис. 2.1.3).

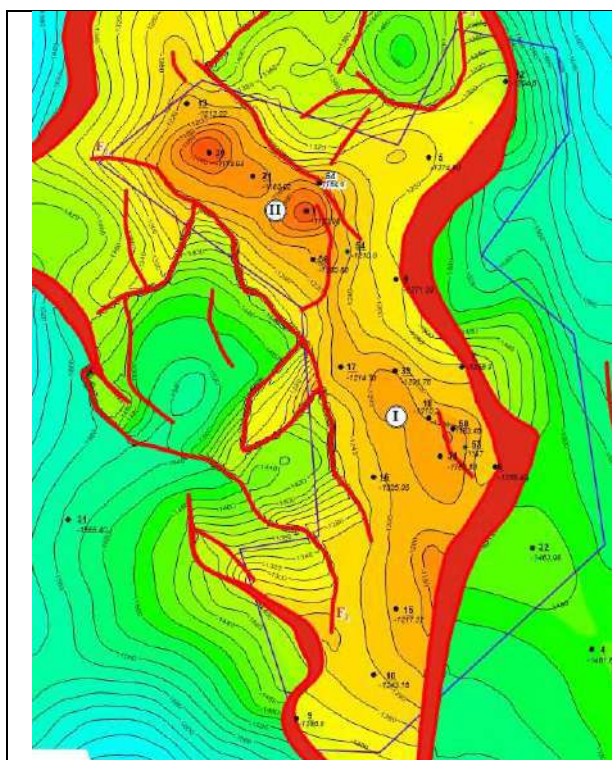


Рис. 2.1.1. Структурная карта по отражающему горизонту PZ

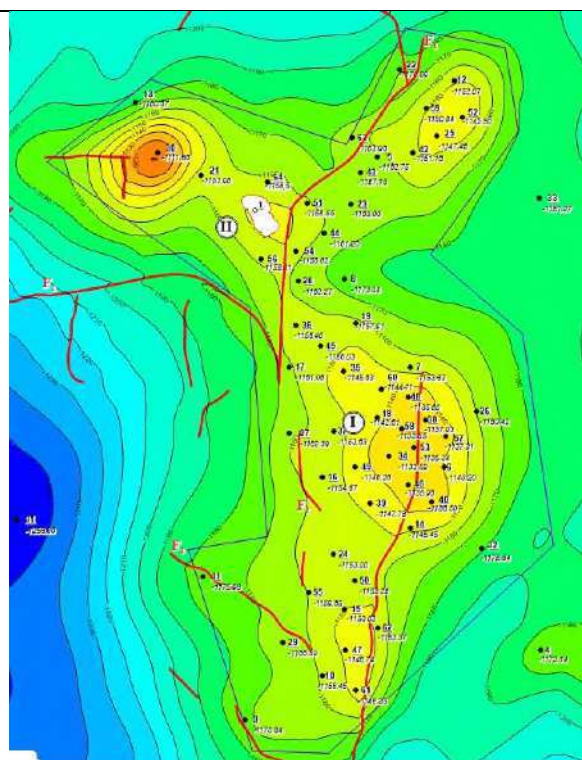


Рис. 2.1.2. Структурная карта по ОГ Пар (кровля арыскупского горизонта – продуктивный горизонт М-I)

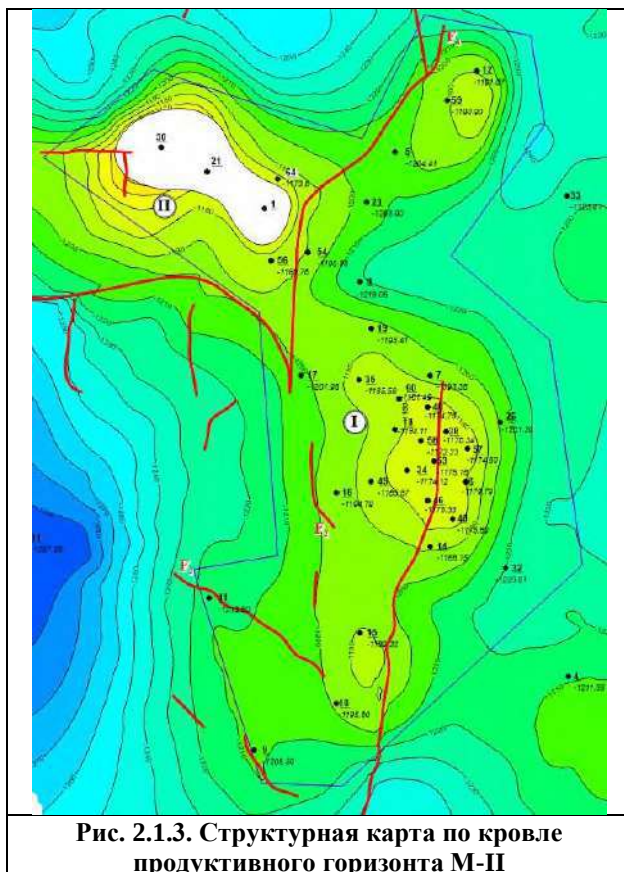


Рис. 2.1.3. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта М-II

Нефтеносность

На месторождении Блиновское установлена нефтеносность горизонта М-I, кровельной части горизонта М-II и выветрелой кровельной части пород фундамента. Впервые промышленная нефтеносность площади была установлена в поисковой скв.№1, где в процессе опробования пород фундамента (кора выветривания) был получен приток нефти дебитом 27,22 м³/сут (интервал 1260-1276 м).

Коллекторы продуктивного арыкумского горизонта представлены песчано-алевритовыми и песчано-гравелитовыми толщами.

Горизонт М-I содержит основной объем запасов нефти, залежь нефти пластовая сводовая, тектоническим нарушением разделено на два блока.

Горизонт вскрыт бурением 60 скважин. Только скв.№1 пробурена на локальном выступе фундамента, где отложения мела выклиниваются.

Общая толщина горизонта колеблется от 4,37м (скв.№64) до 13,42м (скв.№20), нефтенасыщенные коллекторы изменяются в пределах от 1,3м(скв. №62) до 5,2м (скв.№57), водонасыщенные коллекторы изменяются в пределах от 0,4м(скв. №63) до 9,4м (скв.№20). Расчлененность пласта составляет 1-6, песчанистость в среднем равна 0,47.

По материалам ГИС выявлены в 44-х скважинах нефтенасыщенные, 11-и скважинах нефтеводонасыщенные и 6-и скважинах водонасыщенные коллектора.

Доказано опробованием 51 объекта в 51-ой скважине, из них получен нефть-27, нефть с водой-20, вода в двух объектах и в двух объектах приток не получен (прил.3, Том III).

В блоке I. ВНК принят от минус 1179,6м по кровле водонасыщенного коллектора скв.№11 до минус 1181,4м по подошве нефтенасыщенного пласта скв.№8, высота залежи 66.43м, средняя глубина залегания пласта на абсолютной отметке -1146.4м.

В блоке II ВНК на уровне утвержденного на отметке минус 1175,1м по кровле водонасыщенного коллектора скв.№22, высота залежи в районе скв.21, 56, 30-19,2м, средняя глубина залегания пласта на абсолютной отметке -1165,5м, в районе скв.№№22, 63-8м, средняя глубина залегания пласта на абсолютной отметке -1171,1м.

Продуктивный горизонт М-II стратиграфически также приурочен к арыкумскому горизонту нижедаульской свиты неокомского возраста. Горизонт М-II вскрыт бурением 36-и скважин, по материалам ГИС выявлены в пяти скважинах нефтенасыщенные, двух скважинах нефтеводонасыщенные и 25-и скважинах водонасыщенные коллектора, четыре скважины пробурены в зоне замещение.

Общая толщина горизонта колеблется от 5м (скв.№9) до 9,16м (скв.№38), нефтенасыщенные коллекторы изменяются в пределах от 1м (скв. №57) до 5,34м (скв.№38), водонасыщенные коллекторы изменяются в пределах от 0,76м (скв. №38) до 6,5 м (скв.№20). Расчлененность пласта составляет 1-4, песчанистость в среднем равна 0,61.

Залежь горизонта по типу пластово-сводовая, ограниченная контурами нефтеносности.

Доказано опробованием 8 объектов в 8-и скважинах, из них получен нефть в 4-х, нефть с водой в 3-х объектах приток не получен при опробовании скв.№18 (прил.3, Том III).

ВНК принят от минус 1184,2м по кровле водонасыщенного коллектора скв.№18 до минус 1188,3 м по кровле водонасыщенного коллектора скв.№14, высота залежи 9,6м, средняя глубина залегания пласта на абсолютной отметке -1169,8м.

Горизонт Pz установлен на локальном выступе рельефа фундамента скважиной № 1 в пределах блока II. Приток нефти составил 27,2 м³/сут при динамическом уровне 1159,5 м (прил.3, Том III).

Залежь по типу пластовая, тектонически и литологически экранированная в виде линзы.

ВНК принят на абсолютной отметке минус 1175,1 м как и по горизонту М-I блока II. Границами площадей продуктивности по горизонту Pz являются принятые положения ВНК и линии замещения пластов-коллекторов непроницаемыми глинистыми породами по скважинам №№21, 56, 64.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств, продуктивных пластов (горизонтов)

Для характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы результаты лабораторных исследований керна, данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Результаты анализов керна. По месторождению с отбором керна пробурена 31 скважина: №№1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 50, 64. Керна отбирался из меловых и палеозойских отложений.

Общая проходка с отбором керна составила 684,84 м, вынос керна 427,34 м, т.е. 62,4% от проходки. Общее количество проанализированных образцов керна 134, из них 76 образцов кондиционные. Отбор керна из горизонтов М-I и Рз скважины №64 составил 5,04м, вынос – 100%, проанализировано 15 образцов, из которых один образец кондиционный. Всего по меловым отложениям отбор керна составил 648м, вынесено 411,9м (63,6%). Проанализирован 121 образец. По скважине №64 на меловые отложения приходится 2м отобранного керна и 5 проанализированных образцов.

В палеозойских отложениях проходка составила 36,84м, вынос керна 15,44м, или 41,91 % от проходки, из этого количества 3,04м извлечено из скважины №64. На анализ было отобрано 13 образцов, из них 10 – из скважины №64.

Непосредственно в пределах продуктивного горизонта М-I керна отобран из двадцати скважин: №№4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 17, 18, 19, 20, 24, 25, 27, 28, 29, 50, 64. Проходка с отбором керна по ним составила 118,8м, вынесено 88м (74,07%), проанализировано 92 образца, из них 64 образца кондиционные (коллекторы).

По горизонту М-II керна отбирался из четырех скважин: №№7, 12, 16, 18. Пройдено с отбором керна 16,6м, вынесено 14,2м (85,5%). Горизонт освещен 17 образцами, из них 12 образцов кондиционные.

Освещенность отбором керна разреза скважин и продуктивных горизонтов приведена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 - Освещенность отбором керна разреза скважин и продуктивных горизонтов

№ скважины	Отбор керна по разрезу скважины			количество образцов	горизонт М-I			количество образцов	горизонт М-II			Количество образцов	горизонт Pz			Количество образцов
	проходка, м	вынос керна			проходка, м	вынос керна			проходка, м	вынос керна			проходка, м	вынос керна		
		м	%			м	%			м	%			м	%	
1	10,2	3,0	29,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,0	3,0	42,9	
3	70,3	25,7	36,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
4	84,2	41,8	49,6	-	6,7	4,5	67,2	-	-	-	-	-	3,0	0,0	0,0	
5	71,1	35,7	50,2	-	6,9	6,9	100	-	-	-	-	-	11,8	6,8	57,6	
6	16,0	9,6	60,0	3	-	-	-	-	-	-	-	-				
7	26,0	16,9	65,0	8	6,1	6,0	98,4	3	1,5	1,5	100	4	7,0	0,4	5,7	
8	19,0	18,3	96,3	5	6,4	6,4	100	5	-	-	-	-	-	-	-	-
9	5,0	2,5	50,0	2	1,7	1,7	100	2	-	-	-	-	-	-	-	-
10	11,9	10,2	85,7	6	7,8	6,1	78,2	6	-	-	-	-	-	-	-	-
11	34,0	28,7	84,4	1	7,1	3,5	49,3	1	-	-	-	-	-	-	-	-
12	24,0	18,4	76,7	4	4,0	0,8	20,0	1	2,1	2,1	100	-	-	-	-	-
13	27,0	10,9	40,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	19,4	13,0	67,0	5	6,4	5,5	85,9	5	-	-	-	-	-	-	-	-
15	33,0	21,2	64,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	34,6	30,2	87,3	5	-	-	-	-	5,9	5,9	100	4	-	-	-	-
17	13,3	6,0	45,3	5	7,7	2,9	37,7	2	-	-	-	-	-	-	-	-
18	19,4	11,6	59,8	10	3,7	1,0	27,0	1	7,1	4,7	66,2	9	-	-	-	-
19	7,0	1,0	14,3	4	4,0	1,0	25,0	4	-	-	-	-	-	-	-	-
20	23,0	23,0	100	9	13,4	13,4	100	8	-	-	-	-	-	-	-	-
21	6,0	6,0	100	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	100	1
22	16,0	10,6	66,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	10,0	5,7	57,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	16,0	10,0	62,5	5	7,2	5,2	72,2	5	-	-	-	-	-	-	-	-
25	10,0	7,8	78,0	1	2,8	2,8	100	1	-	-	-	-	-	-	-	-
26	29,1	25,5	87,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	17,8	7,8	43,8	4	9,7	4,2	43,3	4	-	-	-	-	-	-	-	-
28	5,7	5,7	100	15	2,8	2,8	100	15	-	-	-	-	-	-	-	-
29	7,0	4,5	64,3	6	5,6	4,5	80,4	6	-	-	-	-	-	-	-	-
30	4,0	1,2	28,8	6	2	-	-	-	-	-	-	-	4,0	1,2	28,8	2
50	9,8	9,8	100	18	6,8	6,8	100	18	-	-	-	-	-	-	-	-
64	5,04	5,04	100	15	2	2	100	5	-	-	-	-	3,04	3,04	100	10
Всего по месторож- дению	684,84	427,34	62,40	134	118,8	88	74,07	92	16,6	14,2	85,54	17	36,84	15,44	41,91	13

Исследования на керне проводились в лабораториях института КазНИГРИ (г. Атырау) и ТОО «Мунайгеолсервис» (г. Шымкент), в лаборатории НИИ по разведке и разработке Синьцзянской нефтяной компании (Китай), ТОО «Стратум-КЭР».

В целом на месторождении на образцах керна были выполнены стандартные (плотность зёрен и пород, открытая пористость, газопроницаемость, карбонатность и гранулометрический состав), а также специальные исследования (остаточная водонасыщенность и электрическое сопротивление, ОФП, XRD, смачиваемость, вытеснение нефти водой). Виды исследований, проведенных на керне и количество образцов, представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Виды исследований на керне

Виды исследований	ПРВЗ-2020г	
	№ скважин	Количество образцов
Пористость открытая, образец	6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 24, 25, 28, 29, 30, 50, 64	134
Газопроницаемость, образец		127
Карбонатность, образец		124
Плотность объемная/минералогическая, образец		84/134
Гранулометрический состав, образец		99
Параметр пористости, параметр насыщения (У.Э.С)	6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 29, 30, 64	97
Остаточная водонасыщенность, образец	21, 25, 27, 28, 50, 64	40
Насыщенность нефтью/водой, образец	50, 64	12
Экспертиза шлифа на керне, образец		24
Экспертиза флуоресцентного анализа на шлифах, образец		4
Экспертиза литого шлифа, образец		7
Электронно-микроскопический анализ, образец		5
Состав породы по измерениям XRD, образец		14
Чувствительность к скорости, соли, воде, кислоте, щелочи, образец		8
Относительная проницаемость в системе нефть-вода, образец		4
Вытеснение нефти водой, образец		2
Пористость и проницаемость под давлением, образец		21
Нагнетание ртути, образец		7
Сжимаемость, образец		18
Смачиваемость, образец		2

Породы-коллекторы, слагающие продуктивные горизонты *М-I* и *М-II* нижнего мела, представлены алевролитами, песчаниками, гравелитами, и их переходными разностями, часто переслаивающихся друг с другом. Горизонт PZ представлен по макроописанию эпидот-серицит-хлоритовыми серо-зелеными гнейсами (очень крепкими, с разноориентированными трещинами), гранито-гнейсами, а также сланцами хлорит-кварцитового состава и другими метаморфическими породами с включением кварцита.

Учитывая то, что коллекторы меловых горизонтов – терригенные породы с поровым типом пустотного пространства, в качестве граничного значения проницаемости принята величина $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Граничное значение пористости, определенное на коллекции образцов из продуктивных горизонтов *М -I* и *М-II*, остается равным 13,5% (рис. 2.2.1).

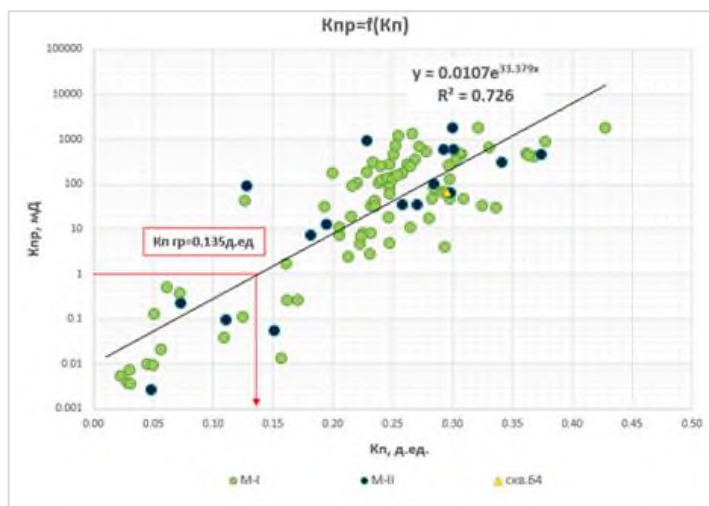


Рис.2.2.1 - Зависимость проницаемости от пористости для горизонтов М-I и М-II

Для построения связи пористости с плотностью были использованы определения этих параметров, выполненные на 69 образцах, отобранных непосредственно из горизонтов М-I и М-II. На рис.2.2.2. приведена зависимость плотности породы от пористости.

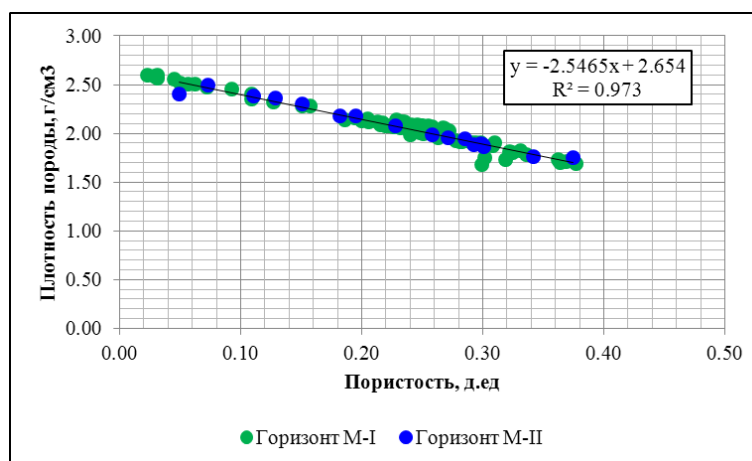


Рис.2.2.2 - Зависимость плотности от пористости для горизонтов М-I и М-II

Значение плотности скелета $\delta = 2,654 \text{ г/см}^3$ рекомендуется использовать при расчёте пористости по плотностному каротажу для горизонтов М-I и М-II.

При сопоставлении пористости с объемной глинистостью, проницаемости с объемной глинистостью тесной связи не наблюдается. Можно лишь отметить, что для проницаемых образцов с пористостью выше 13,5% объемная глинистость составляет менее 38% (рис.2.2.3).

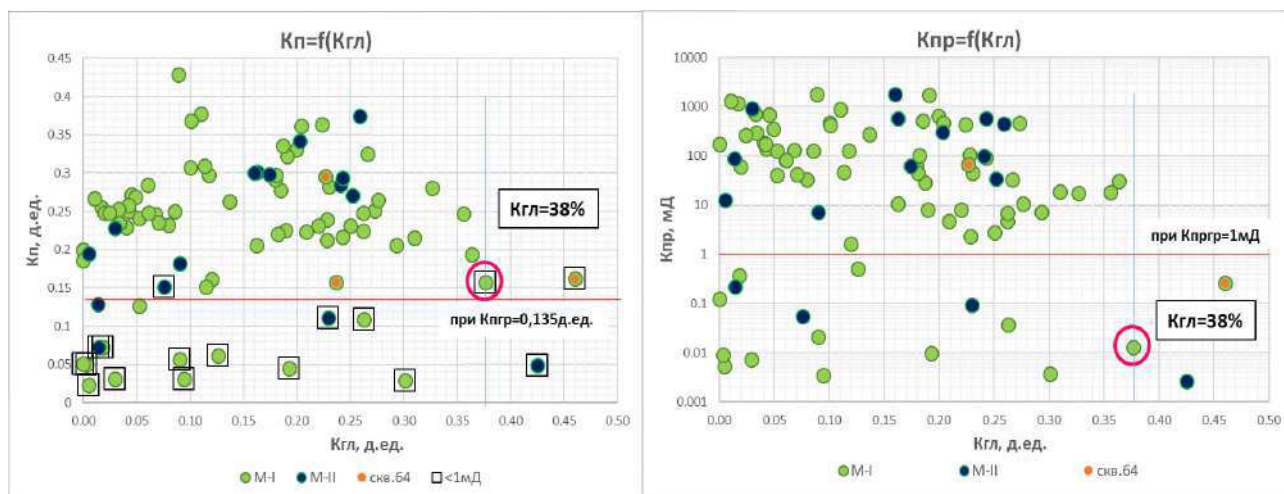


Рис.2.2.3 – Сопоставление объемной глинистости (Кгл) от пористости и проницаемости

Для определения коэффициента нефтенасыщенности использованы петрофизические зависимости, построенные совместно по данным керн из скважин №№50, 64, а также по результатам оценки электрических свойств керн месторождений Ащисай и Акшабулак (рис.2.2.4).

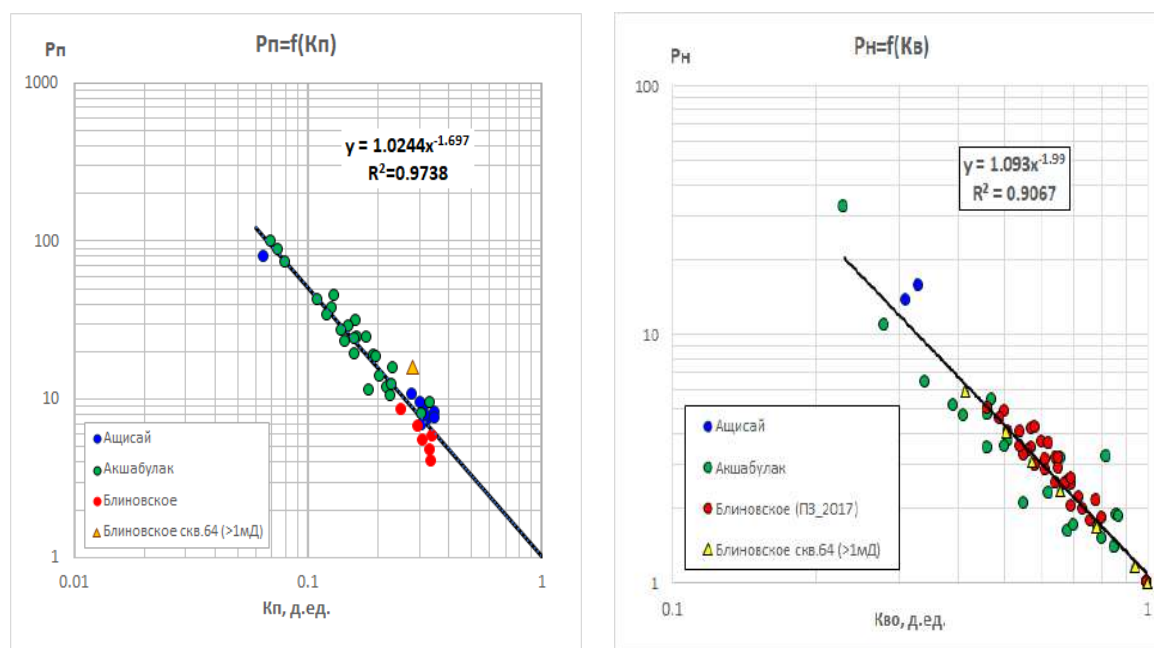


Рис. 2.2.4 - Зависимости параметра пористости от пористости, параметра насыщения от водонасыщенности для меловых отложений

Таким образом, по результатам исследования стандартного керн определены и уточнены граничные значения проницаемости, пористости, глинистости; плотность скелета, коэффициент цементации, коэффициент насыщения и др. По результатам специальных исследований установлены значения остаточной нефтенасыщенности, остаточной водонасыщенности, коэффициента вытеснения нефти, относительной проницаемости необходимые для гидродинамических расчетов.

Результаты анализа геофизических исследований скважин. После предыдущего подсчета запасов «ПРВЗ_2020г», на месторождении новых скважин пробурено не было. На дату данного проекта фонд скважин составляет 62 единицы.

Виды и объемы ГИС. Был проведен комплекс геофизических исследований по всему стволу, включающий в себя методы: радиоактивного каротажа (ГК, НГК, КНК), стандартного каротажа (КС) кровельным N0.5M2A и подошвенным A2M0.5N градиент-зондами, потенциала собственной поляризации (ПС), кавернометрии (ДС), микрокаротажа(МК), бокового(БК) и микробокового (МБК), а также акустического (АК), плотностного (ГГКп) каротажей. Данные методы позволили провести литологическое расчленение разреза, выделить продуктивные горизонты, оценить их коллекторские свойства. Для оценки качества цементирования колонн использовались термометрия и акустическая цементометрия (АКЦ).

Интерпретация ГИС. Интерпретация материалов ГИС проводилась с использованием петрофизической программы «Interactive Petrophysics», разработанной компанией «Senergy».

Литология оценена по комплексу нейтронного, акустического и плотностного каротажа, с использованием соответствующих палеток и данных керна.

На месторождении определение глинистости коллекторов в большинстве случаев осуществлялось по методам ГК и совместно, как отдельно, так и в комплексе, где проведён плотностной каротаж. Также как вспомогательный метод, привлекалась кривая ПС, редко метод БК (в основном в палеозойских отложениях).

Пористость определялась по методам НК и ГГК-п совместно.

Пористость в скважине рассчитывалась и принималась по тому методу пористости, который наиболее достоверно отображает литологию разреза, а также исходя из комплекса (наличию метода), проведенного в исследуемой скважине и его качества.

Коэффициент нефтегазонасыщенности был определен с помощью петрофизических зависимостей, утвержденных при «ПРВЗ_2020г»: для мела: $R_p=1,02/K_p^{1.7}$ и $R_n=1,1/K_v^{1.99}$; для палеозоя: $R_p=1/K_p^2$ и $R_n=1/K_v^2$.

При выделении эффективных толщин были учтены граничные значения, принятые при ПЗ_2020г: K_p гр для мела – 13,5%; для палеозоя – 4%; $K_{пр}$ гр – 1мД.

Качество выполненных исследований, с точки зрения техники записи удовлетворительное и обеспечивает возложенные на ГИС задачи по изучению геолого-геофизического разреза скважин, выделению реперов и корреляция разрезов, литологическому расчленению разреза, выделению в разрезе пластов-коллекторов, оценке коллекторских свойств и характера насыщения, определению межфлюидных контактов.

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по продуктивным горизонтам приведена в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мД	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
М-I				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	15	15	-
	Количество определений	64	64	-
	Среднее значение	262,65	0,266	-
	Интервал изменения	1,65-1768,1	0,16-0,43	-
	Коэффициент вариации	1,76	0,18	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	53	52
	Количество определений	-	77	72
	Среднее значение	-	0,23	0,59
	Интервал изменения	-	0,15-0,32	0,41-0,78
	Коэффициент вариации	-	0,49	0,51
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	16	-	-
	Количество определений	38	-	-
	Среднее значение	916,2	-	-
	Интервал изменения	0,6-1944,2	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
М-II				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	12	12	-
	Среднее значение	401,8	0,277	-
	Интервал изменения	7,19-1753,13	0,18-0,37	-
	Коэффициент вариации	1,79	0,19	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	8	8
	Количество определений	-	14	13
	Среднее значение	-	0,21	0,55
	Интервал изменения	-	0,17-0,28	0,40-0,65
	Коэффициент вариации	-	0,25	0,5
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-

Для определения характера поведения пород-коллекторов проведен статистический анализ эффективных толщин. Результаты обобщенных значений общих, нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин горизонтов представлены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 - Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Горизонт		
		М-I	М-II	PZ
Общая	Средняя, м	8,36	6,87	91
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,15	0,31	0,76
	Интервал изменения, м	4,37-13,42	5-9,16	-
Эффективная	Средняя, м	3,91	4,1	12,14
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,34	0,32	0,52
	Интервал изменения, м	1,59-9,4	1-6,5	7,77-16,5
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,33	3,35	16,5
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,37	0,48	-
	Интервал изменения, м	1,3-5,2	1-5,34	-
Водонасыщенная	Средняя, м	3,1	4,0	7,77
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,78	0,33	-
	Интервал изменения, м	0,4-9,4	0,76-6,5	-

Для уточнения характеристики слоистости пласта и степени его прерывистости проанализированы статистические показатели, характеризующие неоднородность пластов. Полученные показатели неоднородности нефтяных пластов продуктивного разреза приведены в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 - Статистические показатели неоднородности пласта

Горизонт	Количество скважин используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.		
		Среднее значение	Интервал изменения	Коэффициент вариации, доли ед.	Среднее значение	Интервал изменения	Коэффициент вариации, доли ед.
М-II	32	0,6	0,14-0,96	0,30	2,19	1-4	0,40
PZ	2	0,12	0,06-0,18	0,50	8	5-11	0,38

Горизонт М-I

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 77 определениям в 53 скважинах и изменяется от 0,15 до 0,32 доли ед., в среднем составляя 0,23 доли ед., коэффициент вариации – 0,49 доли ед. Нефтенасыщенность изучена по 72 определениям в 52 скважинах и колеблется в интервале от 0,41- 0,78 доли ед., в среднем составляя 0,59 доли ед. Коэффициент вариации равен – 0,51.

По лабораторным исследованиям керна пористость определена по 64 определениям в 15 скважинах и имеет интервал от 0,16 до 0,43 доли ед., в среднем составляя 0,266 доли ед.

Проницаемость определена по 64 определениям в 15 скважинах и изменяется от 1,65 до 1768,1 мД, в среднем составляя 262,65 мД.

Горизонт М-II

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости определен по 14 определениям в 8 скважинах и изменяется от 0,17 до 0,28 доли ед., в среднем составляя 0,21 доли ед., коэффициент вариации – 0,25 доли ед. Нефтенасыщенность изучена по 13 определениям в 8 скважинах и колеблется в интервале от 0,40-0,65 доли ед., в среднем составляя 0,55 доли ед. Коэффициент вариации равен – 0,5 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна пористость определена по 12 определениям в 3 скважинах и имеет интервал от 0,18 до 0,37 доли ед., в среднем составляя 0,277 доли ед.

Проницаемость определена по 12 определениям в 3 скважинах и изменяется от 7,19 до 1753,13 мД, в среднем составляя 401,8 мД.

Статистические ряды распределения проницаемости приведены в таблице 2.2.6.

Таблица 2.2.6 – Статистические ряды распределения проницаемости горизонта (объекта)

Горизонт	По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, мД	Число случаев
М-I	1-10	9
	10-100	21
	100-1000	30
	1000-10000	4
	Всего	64
М-II	1-10	1
	10-100	5
	100-1000	5
	1000-10000	1
	Всего	12

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Изучение свойств пластовой нефти месторождения Блиновское начато в 2003г. К настоящему времени проведено 14 термодинамических исследований пластовой нефти по М-I и одно исследование по М-II. По PZ пробы пластового флюида не отбирались и не исследовались. В поверхностных условиях М-I охарактеризован 15 пробами, М-II - 2 пробами и фундамент - 3 пробами.

Исследования проводились в лабораториях компаний «КазНИГРИ», «Синьзянской нефтяной компании» («СНК»), КазХТИ, НИПИнефтегаз.

Товарные свойства нефти изучены в лаборатории физики пласта АО "Онтустик Мунайгаз" по 1 пробе по скв. № 1 из интервала 1216-1255м.

Отбор глубинных проб проводился в три параллельных пробоотборника, с целью подтверждения качества отбора проб, согласно отраслевым стандартам. Не смотря на отсутствия PVT исследований по параллельным пробам лаборатории «СНК», контроль качества по параллельным пробам также выполнялся. Отбор проб, в подавляющем количестве случаев, выполнялся в поршневые пробоотборники «ВПП-300» срабатывающие по времени истечения калибровочной жидкости через капилляр.

В «КазНИГРИ» пробы пластовой нефти исследовались на PVT установке фирмы «RUSKA» (США), а в лаборатории «СНК» - на PVT установке «DBR» (Канада).

2.3.1 Состав и свойства нефти в стандартных (поверхностных) условиях

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти изучены по 20 пробе из 18 скважин, при этом: продуктивный горизонт М-I охарактеризован 15 пробами, горизонт М-II - 2 пробами и фундамент - 3 пробами.

Физико-химические свойства поверхностной нефти в табличном виде представлены в таблице 2.3.1.

Нефть продуктивного горизонта М-I относится к средней. Величина плотности нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,7909 до 0,8374 г/см³, в среднем 0,8168 г/см³. Среднее содержание серы - 0,23%, смол силикагелевых – 12,2%, асфальтенов – 0,24%, парафина - 11,1%. Содержание компонентов метано-нафтенной группы изменяется от 42 до 86,6%, ароматической от 10,26 до 18,27%. Нефти продуктивного горизонта М-I малосернистые, смолистые, парафинистые.

Нефть продуктивного горизонта М-II относится к легкой. Величина плотности нефти в поверхностных условиях по 2 пробам - 0,8014 г/см³. Нефть малосернистая, смолистая, парафинистая, метаново-нафтенная. Содержание серы в среднем 0,22%, смол

силикагелевых – 12,3%, асфальтенов – 0,36%, парафина – 10,46%. Содержание компонентов метано-нафтенной группы - 71,10%, ароматической - 14,7%

Нефть *фундамента* относится к средней. Плотность нефти в поверхностных условиях - 0,8234 г/см³. Нефть парафинистая, малосернистая, смолистая. Содержание парафина в среднем 12,62%, серы - 0,13 %, смол – до 11,1 %, асфальтенов – до 0,24 %.

2.3.2 Анализ первичных данных по пластовым флюидам

Горизонт М-I. Не смотря на наличие параллельных проб и проводимый контроль качества, а также значительное количество проведённых PVT исследований, неопределённость в оценке свойств пластового флюида сохраняется. Согласно последнего ПЗ, ранее принятое газосодержание по пластовой нефти М-I - 17.4 м³/м³, что соответствует среднему значению по всем пробам. Такой подход не может считаться верным, ввиду отсутствия убедительных доказательств разделения свойств нефти по регионам. Залежь М-I является гидродинамически связанной, а изменения свойств носят не монотонный, скачкообразный характер, и выявить какие-либо тенденции изменения свойств флюида невозможно. Повторные исследования либо отсутствуют по скважинам, либо подтверждают первоначальные замеры (скв. №№18, 14). В связи с этим, можно сделать вывод, что выявленные отличия свойств связаны с качеством данных, а не с природными явлениями.

Отбраковка проб пластовой нефти горизонта М-I выполнялась на основе диапазона стандартного отклонения от среднего. В результате этого подхода были отбракованы пробы скв. №№5, 9, 15, 25, как пробы с аномальными значениями газосодержания, не подтверждаемые анализами проб соседних скважин. Параллельные пробы по скв. №8 существенно отличаются друг от друга по газосодержанию, что свидетельствует о нестабильности потока флюида в период отбора проб. Согласно нормативным стандартам, такие пробы не могут считаться качественными.

На рис. 2.3.1-2.3.3 представлены зависимости различных параметров по пробам от газосодержания. Одним цветом раскрашены пробы, отобранные из одной скважины. Как видно из построенных графиков, наблюдается корреляционная связь параметров, свидетельствующая о едином характере рассматриваемого флюида. Вместе с тем, свойства проб по скв. №17 плохо согласуются с выявленными корреляциями. Ввиду того, что в настоящее время отсутствуют какие-либо повторные исследования проб из скв. №17, т.е. полученные свойства не подтверждены, выделять данную скважину с отдельными свойствами пластового флюида в отдельный регион видится нецелесообразным. По

несогласованности давления насыщения на графике зависимости от газосодержания также можно отбраковать пробу скв. №23.

Последним этапом отбраковки проб выделены пробы скв. №№7, 28. Газосодержание этих проб отличается от оставшихся проб на 20 и 34%, соответственно. Такие отклонения не типичны для качественных проб соседних скважин. Дифференциацией свойств по глубине или площади такие отклонения также трудно объяснить.

На основании вышесказанного, для обоснования начального газосодержания пластовой нефти горизонта М-I выбраны пробы скв. №№ 10, 14 (КазНИГРИ), 14 (СНК), 18 (КазНИГРИ) и 18 (СНК). Здесь присутствует контроль качества и по параллельным пробам, и по повторным исследованиям в разных организациях. Значения по параллельным пробам осреднялись, потом проводилось осреднение для пласта. В итоге для построения модели принято газосодержание по стандартной сепарации $24.2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения 2.24 МПа. Объёмный коэффициент и плотность нефти принимались в диапазоне замеров по перечисленным доверительным пробам.

По горизонту М-II проведено только одно исследование, что снижает степень изученности залежи, но и не повышает уровень неопределённости. Имеются три параллельных глубинных пробы, одна из которых является некачественной, согласно допустимому расхождению между параметрами таких проб. Среднее газосодержание по двум оставшимся пробам - $44.7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения 1.62 МПа. Объёмный коэффициент определялся в диапазоне исследований двух выбранных проб, с учётом корреляционных связей между параметрами и составом, на основе расчётов по уравнению состояния. Плотность сепарированной нефти определена как среднее по всем трём пробам, ввиду отсутствия влияния на этот параметр частичного разгазирования пробы.

Горизонт PZ. По данному пласту пластовых проб на PVT исследования не отбиралось. Свойства флюида остаются без изменения с последним подсчётом запасов.

Первичные свойства пластовой нефти в настоящем отчёте были систематизированы и аккумулированы в табл. 2.2.1 – 2.3.2, в формате необходимом для проведения комплексного анализа и обоснования свойств.

Начальные пластовые условия принимались согласно ранее обоснованным в подсчете запасов значениям.

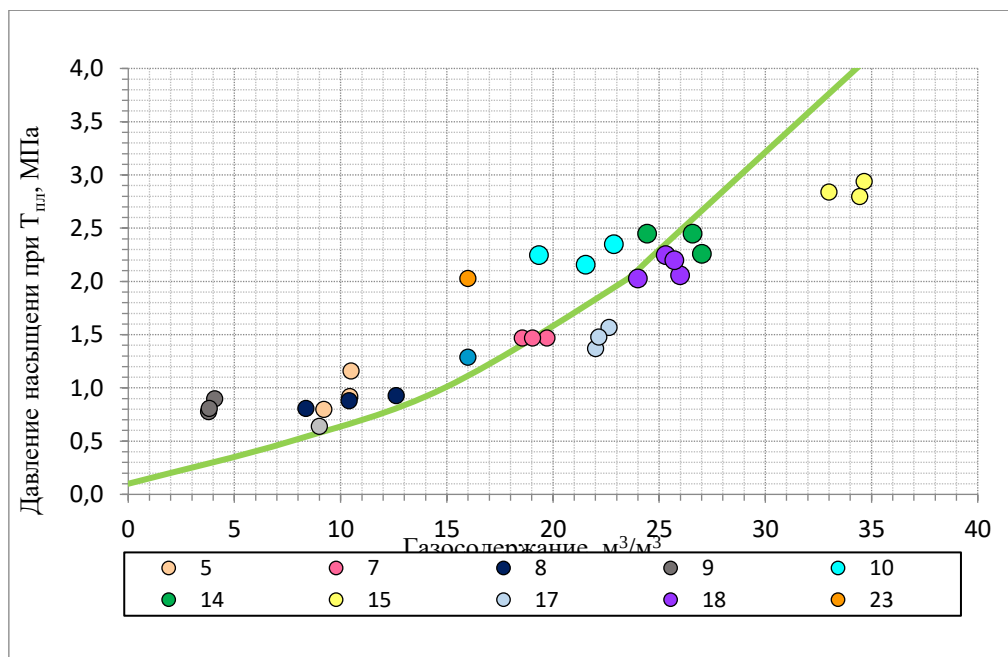


Рис. 2.3.1- Зависимость давления насыщения от газосодержания по стандартной сепарации, горизонт М-I

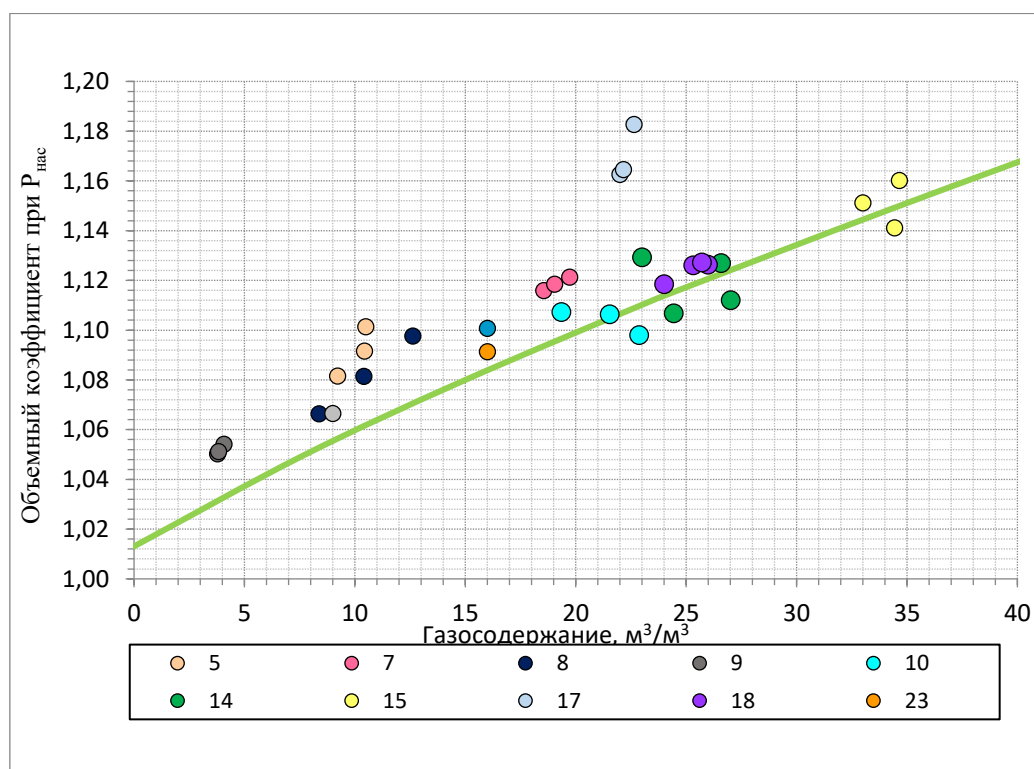


Рис. 2.3.2- Зависимость объемного коэффициента от газосодержания по стандартной сепарации, пласт М-I

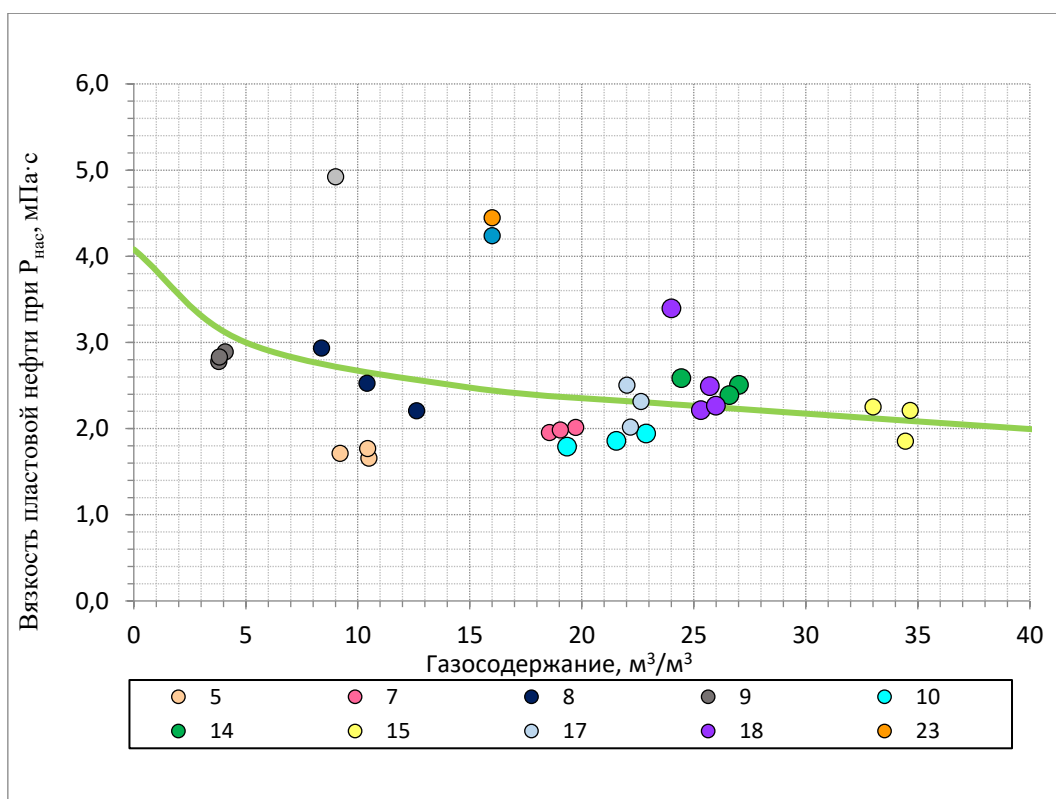


Рис. 2.3.3- Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания по стандартной сепарации, пласт М-I

Таблица 2.3.1 - Физико-химические свойства поверхностной нефти

№№ п/п	№№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата отбора Дата анализа	Плотность нефти при 20°С кг/м³	Кинематическая вязкость, мм²/с					Температура, °С		Парафина		Содержание, % масс				зольность, %	коксуемость, %	мех. примеси	Содержание хлористых солей, мг/дм³	Молекулярный вес	Выход фракций % об.						Групп. состав (хроматогра- фический метод), % масс		Организация исполнитель	
					20°С	30°С	40°С	50°С	100°С	вспышки	застывания	%	плавления, °С	смол силикагелевых	асфальтены	серы	воды						Н.К.	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	метано- нафthenовые	ароматические		
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	26	27	28	29	30	31	32	
Горизонт М-I																																
1	5	1260-1266	07.01.03 12.03.03	809,4	14,7	7,52	4,66	3,71	1,96	-20	12	5	-	7,2	0,2	0,35	отс.	0,02	1,8	0,04	140,3	200	60	6	18	27	35,5	46	77	15,6	КазНИГРИ	
2	21	1251-1254	04.08.05 01.11.05	827	-	9,28	5,82	4,51	2,08	-	12	10,5	-	13,6	0,2	0,1	2,4	0,02	-	0,24	639,3	199	63	7,5	18	28,5	38	49	86,18	-		
3	7	1247,5-1254,5	01.02.04 11.03.04	811,2	13,52	6,31	4,39	3,66	1,89	-10	12	10,5	-	12,5	0,14	0,32	отс.	0,02	2,32	0,01	60,8	198	66	6	19	27	35	45	72,4	14,95		
4	8	1269-1274	03.04 11.05.04	820,3	16,89	7,36	5,35	4,07	2,11	8	12	26,4	44	14,56	0,28	0,32	8	0,02	2,35	0,09	4590,9	235	73	6	18,5	27,5	36	47	72,76	12,4		
5	14	1247-1253	16.07.04 26.08.04	813,2	10,27	6,62	4,95	4,08	2,1	-10	12	4,62	-	13,62	0,12	0,22	отс.	0,02	2,47	0,08	23,42	215	82	4	13,5	23	33	42,5	86,26			
6	17	1260-1266	02.07.04 21.10.04	812,5	9,21	6,08	4,87	4,07	2,04	-10	10	5,56	-	13,29	0,11	0,24	отс.	0,02	2,35	0,1	23,42	203	66	6,5	17	26	35	44	86,6	-		
7	18	1239-1245	24.09.04 18.11.04	826,6	13,48	7,56	5,85	4,86	2,49	-	14	12,3	-	14,12	0,3	0,25	отс.	0,02	2,53	0,01	64,4	208	70	4	14	23	31,5	42	72,45	13,13		
8	9	1271-1275	03.04 11.05.04	826,2	26,46	10,6	7	5,2	2,37	8	13	25,7	43	14,25	0,3	0,35	3,6	0,04	2,56	0,02	1779,9	247	62	6	17	26,5	34,5	45	75,19	10,26		
9	10	1262,5-1268,5	24.09.04 18.11.04	813,5	11,99	6,56	4,98	4,14	2,02		10	10,5	-	13,69	0,16	0,24	отс.	0,03	2,33	0,01	17,56	190	76	2,5	13	21,5	29	39	74,56	11,59		
10	15	1257-1261	13.06.04 07.08.04	820,1	8,78	6,4	4,8	3,94	2,13	8		9,68	-	13,65	0,25	0,23	отс.	0,02	2,87	0,02	23,42	194	52	10	20	29	37,5	47	86,1	-		
11	49	1248-1250	04.04.11 11.05.11	826,5		11,97	7,375	5,425		4	18	12	61,5	10,2		0,133	отс.	0,115		0,032	4542	221	106		8	22			42		НИПИнефтегаз	
12	51	1251-1256	26.12.12	837,4		10,7	7,4	5,6		-3	15	8,7	61,3	16,1		0,135	отс.	0,132		0,057	4580	225	75	8	18	28	38	48				
13	58	1271-1275	19.08.14 19.11.14	790,9		3,535	3,002	2,565		-22	0	6,6	54,5	13,6		0,346	отс.	0,04		0,0014	1877	181	32	14	29	44	54	67				
14	59	1246-1248,5	19.08.14 19.11.14	807,4		5,046	3,867	3,238		-22	12	11,8	60	8,1		0,115	0,06	0,055		0,0031	5138	204	38	13	25	36	43,5	53				
15	64	1253-1256	23.08.19 07.10.19	812,1	13,94	10,411	4,845	3,685			2	6,8	65	4,73	0,54	0,061	1,6	0,05		0,025	42	248,23	35	10	22,5	29	35,5	47	76,47	18,27	С.К.	
Среднее значение по горизонту М-I				816.8	12.7	7.0	5.0	4.0	2.1	-6.3	11	11.1	55.6	12.2	0.24	0.23	3.1	0.04	2.4	0.05	1569.5	211.2	57.6	6.0	16.5	27.0	36.1	46.5	75.7	13.7		

Продолжение таблицы 2.3.1

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	26	27	28	29	30	31	32
Горизонт М-II																															
16	6	1272-1278	24.12.03 03.02.04	787	4,71	3,95	3,3	2,69	1,25	-20	-9	8,22		13,85	0,36	0,34	отс.	отс.	2,74	0,02	98,2	178	54	13	31	40	48	59	71,1	14,7	Каз НИГРИ
17	46	1275-1279	12.03.11 18.04.11	815,8		7,4	5,3	4,2		-2	18	12,7	62,3	10,8		0,108	0,03	0,47		0,024	4305	227	86	1	12,5	23,5		42			НИПИ нефтегаз
Среднее значение по горизонту М-II:				801,4	4,71	5,68	4,30	3,45	1,25	-11,0	4,50	10,46	62,3	12,3	0,36	0,22	0,03	0,47	2,74	0,02	2201,6	202,50	70,0	7,00	21,75	31,75	48,00	50,50	71,10	14,70	
Горизонт Pz																															
18	1	1224-1280		823	16,35	-	-	-	-	-	18	7,94	-	6,79	0,05	0,08	-	-	-	-	-	-	-	8	23	30	41	54	-	-	КазХТИ
19	1	1216-1255, 1260-1276	24.07.05 01.11.05	829	-	14,23	9,18	6,37	3,02	6	13	20,1	-	14,73	0,2	0,22	1,6	0,12	2,53	0,08	736,05	204	66	7	17,5	27,5	38	48,5	85,07	-	Каз НИГРИ
20	21	1275-1279	22.07.05 01.11.05	818,2	-	7,76	5,04	4,15	1,87	3	11	9,82		11,77	0,46	0,1	13,6	0,02	2,2	0,2	376,3	195	57	8,5	19	29,5	39,5	49,5	71,69	16,08	Каз НИГРИ
Среднее значение по горизонт Pz				823,4	16,35	11,00	7,11	5,26	2,45	4,50	14,00	12,62		11,10	0,24	0,13	7,60	0,07	2,37	0,14	556,18	199,50	61,50	7,83	19,83	29,00	39,50	50,67	78,38	16,08	

Таблица 2.3.2 - Свойства пластовой нефти

№ исследования	Скважина	Дата отбора проб	Номер пробы	Интервал перфорации	Глуб. отбора	Давление исследования, Рис	Температура исследования, Тис	Давление насыщения при Тис	Плотность пласт. нефти		Вязкость пласт.нефти		Коэффициент сжимаемости	Температурный коэффициент	Исполнитель	
									Рис&Тис	Рнас&Тпл (коррект.)	Рис&Тис	Рнас&Тпл (коррект.)				
Горизонт М-I																
1	5	2003	1	1260	1266	1235	12.96	55.0	0.80	765.0	756.8	2.035	1.714	28.8E-4	-	КазНИГРИ
			2			1235	12.96	55.0	1.16	757.7	749.8	1.972	1.661	24.0E-4	-	
			3			1235	12.96	55.0	0.92	765.7	757.6	2.088	1.770	24.7E-4	-	
2	7	2004	1	1248	1255	1235	13.13	54.0	1.47	767.0	758.8	2.280	1.956	-	-	КазНИГРИ
			2			1235	13.13	54.0	1.47	767.2	759.0	2.340	2.016	-	-	
			3			1235	13.13	54.0	1.47	767.1	758.9	2.310	1.986	-	-	
3	8	2004	1	1269	1274	1245	12.95	55.0	0.93	760.8	752.8	2.525	2.208	14.2E-4	-	КазНИГРИ
			2			1245	12.95	55.0	0.81	779.2	770.9	3.257	2.937	12.1E-4	-	
			3			1245	12.95	55.0	0.88	770.2	762.0	2.848	2.529	14.3E-4	-	
4	9	2004	1	1271	1275	1245	12.96	55.0	0.90	781.5	773.2	3.211	2.893	12.9E-4	-	КазНИГРИ
			2			1245	12.96	55.0	0.78	783.1	774.7	3.104	2.782	11.7E-4	-	
			3			1245	12.96	55.0	0.81	782.5	774.1	3.152	2.831	12.1E-4	-	
5	10	2004	1	1263	1269	1240	12.80	53.0	2.35	786.6	778.7	2.252	1.944	19.7E-4	-	КазНИГРИ
			2			1240	12.80	53.0	2.25	778.6	770.7	2.105	1.794	19.2E-4	-	
			3			1240	12.80	53.0	2.16	783.9	775.9	2.175	1.862	19.5E-4	-	
6	14	2004	1	1247	1253	1215	12.53	55.0	2.26	775.7	768.7	2.779	2.508	17.5E-4	-	КазНИГРИ
			2			1215	12.53	55.0	2.45	766.1	759.3	2.657	2.391	16.8E-4	-	
			3			1215	12.53	55.0	2.45	779.3	772.4	2.855	2.589	17.4E-4	-	
7	14	23.08.05	1	1247	1253	1100	12.30	56.0	1.95	764.7	758.1	2.850	2.594	15.5E-4	15.5E-4	СНК
8	15	2004	1	1257	1261	1235	12.89	55.0	2.94	772.2	765.5	2.473	2.211	16.9E-4	-	КазНИГРИ
			2			1235	12.89	55.0	2.80	769.7	762.9	2.122	1.856	16.8E-4	-	
			3			1235	12.89	55.0	2.84	782.5	775.6	2.519	2.254	16.9E-4	-	
9	17	2004	1	1260	1266	1235	12.79	55.0	1.57	734.0	726.8	2.612	2.316	18.6E-4	-	КазНИГРИ
			2			1235	12.79	55.0	1.37	747.3	739.8	2.807	2.506	18.2E-4	-	
			3			1235	12.79	55.0	1.48	745.1	737.7	2.318	2.020	18.1E-4	-	
10	18	2004	1	1239	1245	1235	12.47	55.0	2.25	770.8	763.9	2.484	2.215	21.4E-4	-	КазНИГРИ
			2			1235	12.47	55.0	2.06	776.1	769.0	2.541	2.267	20.6E-4	-	
			3			1235	12.47	55.0	2.20	776.4	769.4	2.764	2.493	19.9E-4	-	
11	18	23.08.05	1	1239	1245	1100	12.30	56.6	2.03	773.7	767.3	3.640	3.396	13.5E-4	14.6E-4	СНК
12	23	23.08.05	1	1254	1259	1100	12.30	55.0	1.23	781.1	773.5	4.740	4.448	13.2E-4	13.1E-4	СНК
13	25	23.08.05	1	1241	1245	1200	12.30	55.0	0.64	783.5	775.5	5.230	4.922	12.4E-4	13.4E-4	СНК
14	28	23.08.05	1	1256	1262	1100	12.30	55.0	1.29	779.0	771.5	4.530	4.240	13.4E-4	13.2E-4	СНК
Средние значения по М-I						12,55	54,7	2,22	775,3	763,46	2,70	2,43				
Горизонт М-II																
1	6	-	1	1272	1278	-	13.31	56.0	1.65	743.3	-	-	-	-	-	КазНИГРИ
			2			-	13.31	56.0	1.67	724.3	-	-	-	-	-	
			3			-	13.31	56.0	1.59	728.8	-	-	-	-	-	
Средние значения по М-II						13,31	56,0	1,64	732,13	-	-	-	-	-		
Горизонт Pz																
1	1		1	1224	1280					775.6		3.03				КазХТИ

Таблица 2.3.3 - Стандартная сепарация пластовой нефти

№ исследования	Скважина	Дата отбора проб	Номер пробы	Давление исследования, Рис	Температура исследования, Тис	Параметры						Вязкость сепарированной нефти при 20°С мПа·с
						Газосодержание		Плотность сепарир.нефти кг/м³	Плотность сепарир.газа кг/м³	Объемный коэффициент	Объемный коэффициент при Рнас	
						м³/м³	м³/т					
Горизонт М-I												
1	5	2003	1	12.96	55.0	9.2	11.4	809.7	1.356	1.070	1.082	10.73
			2	12.96	55.0	10.5	13.0	808.5	1.341	1.090	1.101	10.67
			3	12.96	55.0	10.4	12.9	809.9	1.352	1.080	1.092	11.40
2	7	2004	1	13.13	54.0	18.6	22.8	815.0	-	1.104	1.116	-
			2	13.13	54.0	19.7	24.1	818.2	-	1.109	1.121	-
			3	13.13	54.0	19.0	23.3	816.6	-	1.107	1.118	-
3	8	2004	1	12.95	55.0	12.6	15.7	805.0	1.702	1.086	1.098	10.83
			2	12.95	55.0	8.4	10.4	807.9	1.691	1.055	1.066	12.44
			3	12.95	55.0	10.4	12.9	806.5	1.691	1.070	1.081	11.63
4	9	2004	1	12.96	55.0	4.1	5.0	808.4	1.394	1.043	1.054	14.38
			2	12.96	55.0	3.8	4.7	807.1	1.671	1.039	1.050	14.12
			3	12.96	55.0	3.8	4.7	807.9	1.689	1.040	1.051	14.22
5	10	2004	1	12.80	53.0	22.9	28.1	814.1	1.805	1.087	1.098	8.02
			2	12.80	53.0	19.3	23.5	821.5	1.805	1.096	1.107	8.05
			3	12.80	53.0	21.5	26.2	821.8	1.808	1.095	1.106	8.07
6	14	2004	1	12.53	55.0	27.0	33.2	813.2	1.522	1.102	1.112	6.80
			2	12.53	55.0	26.6	32.7	813.1	1.589	1.117	1.127	8.69
			3	12.53	55.0	24.4	30.1	813.1	1.524	1.097	1.107	7.82
7	14	23.08.05	1	12.30	56.0	23.0	28.2	815.3	1.675	1.120	1.129	-
8	15	2004	1	12.89	55.0	34.7	41.8	829.1	1.697	1.150	1.160	12.16
			2	12.89	55.0	34.4	42.3	813.3	1.712	1.131	1.141	14.12
			3	12.89	55.0	33.0	40.8	807.9	1.700	1.141	1.151	14.22
9	17	2004	1	12.79	55.0	22.6	27.6	820.6	1.718	1.171	1.183	10.95
			2	12.79	55.0	22.0	26.8	821.5	1.662	1.151	1.163	8.90
			3	12.79	55.0	22.2	27.0	821.8	1.692	1.153	1.165	7.98
10	18	2004	1	12.47	55.0	25.3	30.8	821.6	1.532	1.116	1.126	10.52
			2	12.47	55.0	26.0	31.6	822.8	1.519	1.116	1.126	10.78
			3	12.47	55.0	25.7	31.2	823.9	1.542	1.117	1.127	11.54
11	18	23.08.05	1	12.30	56.6	24.0	29.4	816.7	1.668	1.109	1.118	-
12	23	23.08.05	1	12.30	55.0	16.0	19.7	812.1	1.874	1.081	1.091	-
13	25	23.08.05	1	12.30	55.0	9.0	11.2	806.6	1.980	1.056	1.066	-
14	28	23.08.05	1	12.30	55.0	16.0	19.6	817.3	1.833	1.090	1.101	-
Средние значения по М-I				12,55	54,7	24,6	30,2	818,3	1,618			
Горизонт М-II												
1	6	-	1	13.31	56.0	36.5	46.2	791.1	-	1.135		-
			2	13.31	56.0	25.4	32.3	788.1	-	1.151		-
			3	13.31	56.0	34.1	43.3	787.4	-	1.152		-
Средние значения по М-II				13,31	56,0	30,2	40,6	788,9				
Горизонт Pz												
1	1		1				14.5	823,0	-	1.061		

829.1

1.333

- забракованные данные

- расчёт через коэф. сжимаемости и коэф.объёмного расширения

2.3.3. Модель пластового флюида

Расчёты по созданию математической модели пластового флюида выполнялись в программе «Calsep PVTsim NOVA 2». Для моделирования использовалось трёхпараметрическое уравнение фазового состояния «Peng-Robinson» (1978 г.) в модификации «Peneloux».

Настройка уравнения выполнялась в два этапа. Вначале с помощью критических давления и температуры фракций и псевдофракций модель была настроена на все экспериментальные данные, за исключением плотности и вязкости. Далее с помощью шифт-параметров этих фракций проведена настройка уравнения на результаты замеров плотности нефти. Все коэффициенты регрессии изменялись в диапазонах рекомендуемых отклонений для получения физических результатов расчёта.

Вязкость нефти рассчитывалась с помощью методики Lohrenz-Bray-Clark (LBC, 1964). В качестве корректирующих параметров использовались пять коэффициентов полинома корреляции LBC, а также критический объём псевдофракций.

Сравнение целевых значений параметров и результатов расчёта после регрессии приведены в табл. 2.3.4.

2.3.4. Свойства пластового флюида при начальных пластовых условиях

На основе построенных математических моделей пластовых флюидов, максимально приближенных к результатам экспериментальных замеров, используя условия ступеней сепарации, получены параметры пластовых и сепарированных флюидов для подсчёта запасов и проектирования разработки месторождения (табл. 2.3.4).

Таблица 2.3.4 - Параметры пластовой и сепарированной нефти месторождения Блиновское

Параметры	Ед. изм.	Целевые показатели		Стандартная сепарация	Принимаемые параметры по ступенчатой сепарации
		от	до		
Горизонт М-I					
Пластовое давление, Рис	МПа	12.55		12.55	12.55
Пластовая температура, Тис	°С	54.7		54.7	54.7
Давление насыщения при Тис	МПа	2.22		2.23	2.23
Плотность пластовой нефти при Рис и Тис	кг/м³	764.7	786.6	780.0	780.0
Плотность пластовой нефти при Рнас и Тпл	кг/м³	-		772.9	772.9
Вязкость пластовой нефти при Рис и Тис	мПа·с	2.18	3.64	2.55	2.55
Вязкость пластовой нефти при Рнас и Тпл	мПа·с	-		2.27	2.27
Коэффициент сжимаемости от Рпл до Рнас	1/МПа	13.5E-4	21.4E-4	8.9E-4	8.9E-4
Коэф. температурного расширения	1/°С	-		4.6E-4	4.6E-4
Газосодержание	м³/м³	24.6		24.7	19.6
	м³/т	30.2		30.4	24.3
Объемный коэффициент при Рис и Тис	д.е.	1.087	1.120	1.106	1.079
Объемный коэффициент при Рнас и Тпл	д.е.	-		1.116	1.089

Параметры		Ед. изм.	Целевые показатели		Стандартная сепарация	Принимаемые параметры по ступенчатой сепарации
			от	до		
Плотность сепарированной нефти		кг/м ³	818.3		813.7	807.6
Плотность сепарированного газа	абс.	кг/м ³	1.519	1.808	1.985	1.750
	отн.		1.261	1.501	1.648	1.453
Горизонт М-II						
Пластовое давление, Рис		МПа	13.31		13.31	13.31
Пластовая температура, Тис		°С	56.0		56.0	56.0
Давление насыщения при Тис		МПа	1.64		1.64	1.64
Плотность пластовой нефти при Рис и Тис		кг/м ³	724.3	743.3	753.8	753.8
Плотность пластовой нефти при Рнас и Тпл		кг/м ³	-		740.3	740.3
Вязкость пластовой нефти при Рис и Тис		мПа·с	-		2.20	2.20
Вязкость пластовой нефти при Рнас и Тпл		мПа·с	-		1.18	1.18
Коэффициент сжимаемости от Рпл до Рнас		1/МПа	-		15.5E-4	15.5E-4
Коэф. температурного расширения		1/°С	-		6.8E-4	6.8E-4
Газосодержание		м ³ /м ³	32.0		31.9	26.1
		м ³ /т	40.6		40.4	33.3
Объемный коэффициент при Рис и Тис		д.е.	1.135	1.152	1.130	1.103
Объемный коэффициент при Рнас и Тпл		д.е.	-		1.150	1.123
Плотность сепарированной нефти		кг/м ³	788.9		790.0	785.4
Плотность сепарированного газа	абс.	кг/м ³	1.773		1.927	1.756
	отн.		1.472		1.600	1.458

В результате проведенных работ получены параметры пластовых флюидов для подсчета запасов, моделирования проектирования разработки по продуктивным горизонтам М-I и М-II.

По фундаменту параметры пластовой нефти получены расчетным путем, на основании имеющихся данных в поверхностных условиях. Величина динамической вязкости составляет 3,03 МПа·с, объемного коэффициента пластовой нефти - 1,061 (пересчетный коэффициент равен 0,943). Плотность нефти в пластовых условиях - 0,7756 г/см³, величина газосодержания – 14,5 м³/т.

Подсчётные параметры нефти

горизонт	Плотность нефти, г/см ³	Пересчётный коэффициент	Газосодержание, м ³ /т
М-I	0,808	0,918	30,2
М-II	0,785	0,890	40,6
фундамент	0,823	0,943	14,5

2.3.5. Состав и свойства растворённого газа

В процессе экспериментальных исследований изучался компонентный состав газа однократного разгазирования меловых продуктивных горизонтов по 15 пробам в 13 скважинах. Основными компонентами изученных образцов газа являются метан, этан, пропан, бутан.

Состав газа М-I продуктивного горизонта, в основном, пропановый. Содержание метана составляет 21,86 %, этана – 17,029 %, пропана – 32,712 %, бутанов – 19,42 %.

Сероводород отсутствует. Содержание азота, в среднем, – 1,91 %, углекислого газа – до 1,65 %. Плотность газа, в среднем, составляет 1,803 кг/м³. Вязкость газа - до 0,0104 мПа · с.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования М-I продуктивного горизонта месторождения Блиновское метано-пропанового состава.

Состав газа М-II продуктивного горизонта пропановый. Содержание пропана составляет 31,79 %, этана – 20,83 %, метана – 17,71 %, бутанов – 12,6%.

Сероводород отсутствует. Содержание азота – до 1,42 %, углекислого газа – до 0,8 %. Относительная плотность газа по воздуху достигает 1,4711. Плотность газа составляет 1,7727 кг/м³. Вязкость газа - до 0,0093 МПа·с.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования М-II продуктивного горизонта месторождения Блиновское пропано-этанового состава.

Результаты анализов газа, растворенного в нефти приведены в таблице 2.3.5.

Таблица 2.3.5 - Результаты анализов газа, растворенного в нефти

№ скв.	Интервал перфорации, м	Метан % вес	Этан % вес	Пропан % вес	Изобутан % вес	Углекислый газ	Азот % вес	Плотность 10 ⁻³ кг/м ³	Н-бутан % вес	Изо-пентан % вес	Н-пентан % вес	Гексан+ выше % вес	Организация
Горизонт М-I													
5	1260-1266	47,1	16,26	13,81	5,9	1,63	1,5		9,14	2,11	1,83	0,72	КазНИГРИ
		48,47	15,85	12,97	5,8	1,65	1,53		9,01	2,15	1,85	0,72	/-/
		47,57	16,31	13,05	5,87	1,67	1,56		9,1	2,18	1,91	0,78	/-/
	Среднее значение	47,713	16,14	13,2767	5,856667	1,65	1,53		9,08333	2,1467	1,8633	0,74	
7	1247,5-1254,5	21,82	18,42	14,7	6,63	0,71	1,56		10,71	2,09	1,94	1,42	КазНИГРИ
		17,8	20,61	35,13	5,98	0,59	1,27		13,49	2,27	1,99	0,87	/-/
		21,15	21,88	31,4	8,96	0,83	1,41		10,04	2,3	1,44	0,59	/-/
	Среднее значение	20,257	20,303	27,0767	7,19	0,71	1,413		11,4133	2,22	1,79	0,96	
8	1265-1274	18,74	21,45	32,65	8,82	0,72	1,34		11,48	2,18	1,92	0,7	КазНИГРИ
		18	23,86	31,95	8,15	0,79	1,41		10,79	2,27	1,91	0,87	/-/
		18,85	22,48	32,15	8,25	0,8	1,39		11,05	2,25	1,96	0,82	/-/
	Среднее значение	18,53	22,597	32,25	8,406667	0,77	1,38		11,1067	2,2333	1,93	0,79667	
9	1271-1275	19,8	20,5	32,66	8,82	0,71	1,32		11,41	2,15	1,94	0,69	КазНИГРИ
		21,68	19,87	32	8,36	0,85	1,46		10,79	2,17	1,86	0,96	/-/
		20,56	20,07	32,34	8,7	0,79	1,38		11,13	2,2	1,96	0,97	/-/
	Среднее значение	20,68	20,147	32,3333	8,626667	0,78333	1,3867		11,11	2,1733	1,92	0,87333	
10	1262,5-1268,5	20,18	18,12	25,75	8,39	0,93	2,01		12,77	6,18	3,75	1,92	КазНИГРИ
		20,42	16,38	23,09	9,72	0,66	1,35		15,43	3,9	5,54	1,51	/-/
		22,37	15,87	24,09	9,55	0,57	1,98		13,86	5,22	3,85	2,64	/-/
	Среднее значение	20,99	16,79	24,31	9,22	0,72	1,78		14,02	5,1	4,38	2,02333	
14	1247-1253	36,92	14,09	25,64	6,34	0,65	1,36		10,19	2,21	2,1	1,15	КазНИГРИ
		28,54	16,39	31,86	5,92	0,69	1,43		10,43	2,08	1,78	0,88	/-/
		33,5	16,3	28,08	5,41	0,83	1,43		9,53	1,92	1,86	1,14	/-/
	Среднее значение	32,987	15,593	28,5267	5,89	0,72333	1,4067		10,05	2,07	1,91333	1,05667	
14	1247-1253	22,49	16,87	33,26	6,38	0,5	2,44	1,675	11,63	2,52	2,81	1,56	КитИИРР
15	1257-1261	25,31	13,54	30,85	7,93	0,76	1,4		14,15	3,17	2,89		КазНИГРИ
		25,32	13,32	29,76	7,5	0,7	1,3		14,4	3,88	2,82		/-/
		25,34	13,43	30,75	7,54	0,73	1,3		14,37	3,34	2,8		/-/
	Среднее значение	25,323	13,43	30,4533	7,656667	0,73	1,3333		14,3067	3,4633	2,83667		
17	1260-1266	21,32	16,98	33,61	6,55	0,5	1,29		13,65	2,58	2,35	1,17	КазНИГРИ
		25,27	15,83	33,06	5,76	0,5	1,3		12,28	2,63	2,27	1,1	/-/
		23,2	16,39	33,48	6,44	0,4	1,33		12,63	2,57	2,38	1,18	/-/
	Среднее значение	23,263	16,4	33,3833	6,25	0,46667	1,3067		12,8533	2,5933	2,33333	1,15	
18	1239-1245	33,97	14,1	23,94	8,35	0,71	3,37		11,97	1,93	1,15	0,51	КазНИГРИ
		35,05	12,58	27,25	7,04	0,55	3,75		8,43	2,93	1,83	0,59	/-/
		34,18	13,67	24,74	7,98	0,69	3,41		9,78	2,97	1,97	0,61	/-/
	Среднее значение	34,4	13,45	25,31	7,79	0,65	3,51		10,06	2,61	1,65	0,57	
18	1247-1253	20,98	17,75	35,95	6,07	0,03	2,38	1,668	11,15	2,14	2,28	1,26	КитИИРР
23	1254-1259	8,8	18,11	43,12	7,26	0,07	2,27	1,8744	12,73	2,36	2,46	2,82	КазНИГРИ
25	1241-1245	0,72	12,43	54,63	9,32	0,05	2,39	1,9799	16,34	2,82	0,03	1,27	/-/
28	1256-1262	8,92	18,4	44,1	37,34	0,07	2,29	1,8328	12,86	2,35	2,44	1,22	/-/
Среднее по горизонту М-I		21,86	17,029	32,712	7,37	0,53	1,915	1,805	12,05	2,628	2,188	1,285	
Горизонт М-II													
6	1272-1278	21,15	21,88	31,4	8,96	0,83	1,41		10,04	2,3	1,44	0,59	КитИИРР
		20,15	19,24	30,9	8,42	0,9	1,47		11,66	3,55	2,65	1,06	КитИИРР
		11,84	21,36	32,79	11,32	0,67	1,38		13,93	3,39	2,02	1,3	КитИИРР
	Среднее значение	17,713	20,83	31,7	9,56	0,8	1,42		11,88	3,08	2,04	0,98	

2.3.6. Товарная характеристика нефти

Товарные свойства нефти изучены в лаборатории физики пласта АО "Онтустик Мунайгаз" по 1 пробе в объеме 20 л. по скв. № 1 в интервале 1216-1255м. Нефть темно-коричневая, густая, содержит значительное количество глинистой суспензии и фильтрата бурового раствора (20-23%).

Легкие углеводороды до C₄ отсутствуют, что свидетельствует о том, что проба хранилась долго и отбиралась из открытого резервуара. Нефть из скв. № 1 средняя (плотность - 0,830 г/см³) малосернистая (содержание серы - 0,17%), малосмолистая (содержание смолы силикагелевой - 6,82%), парафинистая (парафина - 5,52%). Содержание асфальтенов - 0,24% масс, вязкость - 15,7 мкм²/с, температура застывания +17°C, молярная масса - 183,8 кг/м³.

Результаты исследований товарно-технологических свойств

Бензины. Выход бензиновых фракций (до 180°C) составляет 14,46%, плотность 0,744 г/см³, в этих пределах все бензиновые фракции имеют октановое число 52 и могут служить компонентом для каталитического крекинга. Товарный бензин получают в результате алкимирования, соблюдая пропорцию фракционного состава.

Достоинством полученных бензиновых фракций является отсутствие в них водорастворимых кислот и щелочи, о чем свидетельствуют результаты испытаний воздействием на медную пластинку.

Рекомендуется при перегонке получить максимально большое количество бензиновых фракций и произвести вторичную перегонку, это, возможно, улучшит детанизационную стойкость.

Легкие керосиновые дистилляты. Выход керосиновой фракции составляет 24,7% при плотности 0,806 г/см³. В сыром виде фракция является сырьем для получения топлива для реактивных двигателей марки Т-1 и Т-2.

Без гидроочистки фракции могут служить как керосин осветительный, близко соответствующий маркам КО-22 и КО-30.

При переработки прямой перегонкой рекомендуется ограничить предел отбора 160-230°C, не допуская выкипания смол и парафинов.

Дизельные дистилляты. Выход фракции составляет 37,75% при плотности 0,815 г/см³. По параметрам эти фракции близки к дизельным топливам марки "Л" и "З".

При перегонке, если отбирать в пределах кипения 240-260°C вакуумированием не допуская выкипания парафина, то можно получить товарное дизтопливо.

Мазуты. Выход фракции 350°C и выше - 52,81%. Мазут по параметрам очень близок к флотскому мазуту марки Ф-5. Только один параметр не соответствует мазуту Ф-5, это

температура вспышки (114°C против 80°C). Это объясняется тем, что для потребителей в товарный мазут для стабильности добавляются легкие фракции. Также эти фракции после небольшой переработки (присадки) могут служить печным топливом.

2.3.7. Гидрогеологическая характеристика

Месторождение Блиновское находится на территории Арыкумского нефтегазоносного бассейна в пределах южной части Торгайского артезианского бассейна.

Воды Торгайского артезианского бассейна формируются в сложных геологических и гидрогеологических условиях: засушливость климата, отсутствие постоянно действующих рек и значительная удаленность от основных областей питания при наличии водоаккумулирующих коллекторов, а также повсеместная закрытость структур определяют особенности накопления, движения и водообмена в водоносных горизонтах.

С открытием месторождения Кумколь начались интенсивные геологоразведочные работы. В результате этих работ выявлены ранее неизвестные юрские водоносные горизонты, которые изучались попутно с нефтяными и нефтегазовыми залежами.

В результате проведенных работ установлены и классифицированы по происхождению два типа вод: седиментогенные (более древние) и молодые опресненные воды. К первому седиментогенному типу относятся пластовые воды разреза палеозоя, юры и даульской свиты неокома. Они характеризуются сложным гидродинамическим режимом воды хлоридно-кальциевого типа. Водообмен в них весьма затрудненный, т.е. водоносные горизонты не имеют непосредственной связи с дневной поверхностью. Минерализация пластовых вод увеличивается с увеличением глубины залегания водоносных горизонтов и их стратиграфического уровня.

Водоносный комплекс палеозойских отложений приурочен к трещинно-кавернозным, метаморфизованным породам - сланцам и карбонатам. Водоносный комплекс юрских отложений представлен водоносными горизонтами кумкольской и акшабулакской свит верхней юры. Воды пластовые, напорные.

Водоносный комплекс меловых отложений представлен неокомским горизонтом. Неокомские водоносные отложения включают в себя продуктивный горизонт М-II. Он приурочен к зеленовато-серым, пестроцветным гравелитам, песчаникам и алевролитам. Воды неокомского горизонта напорные, притоки сильные.

На месторождении Блиновское специальных гидрогеологических исследований водоносных горизонтов в процессе проведения испытания и опробования скважин не проводилось, исследовались только пластовые воды, полученные при опробовании продуктивных горизонтов.

Физические свойства и химический состав подземных вод месторождения Блиновское

В разрезе месторождения юрский разрез отсутствует, на домезозойском основании залегают отложения даульской свиты неокома. За пределами конседиментационных разломов, ограничивающих Блиновский выступ протерозойского фундамента, содеожатся пластовые воды верхнеюрского отдела.

Сведения о составе и свойствах пластовых вод отложений мела и фундамента месторождения Блиновское даны на основе изучения 11 проб воды из 9 скважин.

Физико-химические исследования проб воды проводились в лабораториях ТОО «КазНИГРИ» Атырау и АО «НИПИнефтегаз», г. Актау.

Общие данные о свойствах пластовых вод представлены в таблице 2.3.6.

Пластовые воды неокомского водоносного горизонта М-I и PZ месторождения Блиновское по классификации В. А. Сулина относятся к хлоркальциевому типу, III класса по Пальмеру.

Общая минерализация пластовых вод горизонта М-I варьирует от 34,96 до 41,11 г/дм³, в среднем по горизонту составляя 39,45 г/дм³. Удельная плотность вод меняется от 1,025 до 1,03 г/см³. рН среда вод кислая равная 6,2 – 7,4. Общая жесткость вод изменяется от 98,2 до 415,1 мг-экв/л. Коэффициент метаморфизации пластовых вод (r_{Na^+/rCl^-}) = 0,45 - 0,87.

При этом авторы отмечают, что анализы пластовой воды были отобраны из интервалов, оцененных по ГИС как чисто нефтяные и с получением притоков нефти с водой, т.е. говорить, что данные анализы отмечают 100% действительные характеристики пластовой воды горизонта М-I преждевременно. Кроме того, регионально минерализация меловых горизонтов отмечается выше в диапазоне 60-70 г/дм³ (например, Арысское – 68,5, Акшабулак Центральный – 62, Акшабулак Южный -65). В связи с этим в данной работе авторами рекомендуется использовать значение минерализации равной 68,5 г/дм³ по аналогии с месторождением Арысское как наиболее близ расположенное, что соответствует значением минерализации, утвержденной при ПЗ-2011 года.

В связи с отсутствием данных для характеристики свойств пластовых вод М-II горизонта месторождения Блиновское минерализация принята по аналогии с горизонтом М-I.

Общая минерализация пластовых вод горизонта PZ по одной пробе составляет 59,29 г/дм³. Удельная плотность вод 1,043 г/см³. рН среда вод кислая равная 7,2. Общая жесткость вод равна 290 мг-экв/л. Коэффициент метаморфизации пластовых вод (r_{Na^+/rCl^-}) = 0,73.

Таблица 2.3.6 - Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Блиновское

№ п.п.	№ скв.	Дата отбора анализа	Интервал перфорации, м	Горизонт	Плотность, г/см ³	pH	Содержание ионов, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %-экв						Общая минерал, мг/дм ³	Общая минерал, г/л	Общая жесткость, мг-экв/л	Коэффициент метаморфизации				Тип воды	Микроэлементы, мг/дм ³	
							HCO ³⁻	SO ₄ ⁻²	Cl	Ca ²	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺				rNa ⁺ rCl	rCa ²⁺ rMg ⁻	rCl- rNa rMg ⁺²	rSO ₄ ²⁻ 100 rSO ₄ ²⁻ + rCl		J	Br-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
М-I																						
Блок II																						
1	30*	15.10.06	1212-1217	М-I	1.025	7.2	175.90	847.70	20561.00	1591.20	228.60	11551.10	34955.50	34.96	98.2	0.87	4.23	4.12	2.95	ХК		
							2.88	17.63	579.82	79.40	18.79	502.47	1201.00									
							0.24	1.47	48.28	6.61	1.56	41.84	100.00									
Сред. знач. по блоку II					1.025	7.2	175.90	847.70	20561.00	1591.20	228.60	11551.10	34955.50	34.96	98.19	0.87			2.95			
Блок I																						
2	6	04.06.09	1235-1241	М-I	1.028	7.4	62.83	67.9	23096.4	2074.14	121.6	12430.6	37853.4	37.85	113.5	0.83	10.35	11.06	0.22	ХК		94.43
							1.03	1.41	651.32	103.50	10.00	540.7	1308									
							0.08	0.11	49.80	7.91	0.76	41.34	100.00									
3	6	05.08.13	1235-1241	М-I	1.028	6.94	292.8	4	24965.87	1903.8	206.72	13734.0	41107.2	41.11	112.0	0.85	5.59	6.27	0.01	ХК		94.43
							4.80	0.08	704.04	95.00	16.99	597.4	1418									
							0.34	0.01	49.64	6.70	1.20	42.12	100.00									
4	8	05.08.13	1269-1274	М-I	1.026	6.18	195.2	1	24584.71	1883.76	243.2	13402.6	40310.4	40.31	114.0	0.84	4.70	5.52	0.00	ХК		98.42
							3.20	0.02	693.29	94.00	19.99	583.0	1394									
							0.23	0.00	49.75	6.75	1.43	41.84	100.00									
5	17	06.06.05	1260-1266	М-I	1.03	7.4	841.70	357.00	25865.40	2437.10	3203.90	8408.80	41100.00	41.10	385.0	0.50	0.46	1.38	1.01	ХК	1.3	120
							13.80	7.43	729.40	121.61	263.36	365.78	1501.39									
							0.92	0.49	48.58	8.10	17.54	24.36	100.00									
6	35	05.08.13	1245-1251	М-I	1.028	6.17	622.2	1	24012.97	1763.52	267.52	13284.6	39951.8	39.95	110.0	0.85	4.00	4.52	0.00	ХК		
							10.20	0.02	677.17	88.00	21.99	577.9	1375									
							0.74	0.00	49.24	6.40	1.60	42.02	100.00									
7	10	04.06.09	1262.5-1268.5	М-I	1.03	7.4	75.64	0	23268	1873.74	155.04	12861.1	38233.4	38.23	106.2	0.85	7.34	7.59	0.00	ХК		
							1.24	0.00	656.16	93.50	12.74	559.5	1323									
							0.09	0.00	49.59	7.07	0.96	42.28	100.00									
8	11	26.02.05	1282-1284	М-I	1.027	7.4	724.40	372.60	25581.40	3961.90	2644.60	7496.00	40780.00	40.78	415.1	0.45	0.91	1.82	1.06	ХК	0.42	100.55
							11.88	7.75	721.40	197.70	217.39	326.08	1482.19									
							0.80	0.52	48.67	13.34	14.67	22.00	100.00									
9	29	19.12.05	1265-1271	М-I	1.029	7.4	117.20	28.00	24964.50	1751.60	364.80	13548.50	40774.50	40.77	117.4	0.84	2.91	3.82	0.08	ХК		
							1.92	0.58	704.00	87.40	29.99	589.36	1413.25									
							0.14	0.04	49.81	6.18	2.12	41.70	100.00									
Сред. знач. по блоку I					1.028	7.0	366.50	103.94	24542.41	2206.20	900.92	11895.76	40013.85	40.01	184.14	0.75			0.30			
Сред. знач. по М-I					1.028	7.0	366.50	103.94	24542.41	2206.20	900.92	11895.76	40013.85	40.01	184.14	0.75			0.30			
PZ																						
10	20	09.09.05	1351-1411	PZ	1.043	7.2	488.6	452.6	36159	3767.5	1240.3	17183.2	59291.2	59.29	290.0	0.73	1.84	2.67	0.91	ХК	2.52	137.26
							8.01	9.41	1019.68	188.00	101.95	747.5	2075									
							0.77	0.91	98,32	18,12	9,83	72,05	100.00									
Сред. знач. по PZ					1.043	7.2	488.60	452.60	36159.00	3767.50	1240.30	17183.20	59291.20	59.29	289.951	0.73			0.91			
Непредставительные пробы:																						
11	29	28.02.06	1265-1270	М-I	1.107	7.6	293.80	3124.0	84668.50	219.20	4522.70	47713.40	140541.60	140.54	382.7	0.87	0.03	0.84	2.65	ХМ		
							4.82	64.98	2387.65	10.94	371.77	2075.53	4915.69									
							0.20	2.64	97.14	0.45	15.13	84.45	100.00									

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

Для изучения механизма миграции флюида в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проводят экспериментальные исследования по определению физико-гидродинамических характеристик, определяющих полноту извлечения нефти из породы при разработке с применением заводнения: коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости, капиллярного давления и смачиваемости пород.

Специальные исследования проведены в скважинах №№50, 64. Специальные исследования по керну скважины №50 месторождения выполнены в 2012г в петрофизической лаборатории НИИ по разведке и разработке Синьцзянской нефтяной компании. Комплекс специальных исследований на керне из скважины №64 выполнен в 2019 г ТОО «Стратум-КЭР».

Анализ относительной проницаемости в системе вода-нефть при обычной температуре. Для изучения характеристики относительных движений двух фазовых флюидов при температуре 24,5⁰С с вытеснением нефти водой в неустановившемся режиме выполнены эксперименты на 4 образцах из меловых отложений (горизонт М-I): 2 образца из скважины №50 и 2 образца из скважины №64. Результаты экспериментов приведены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1- Параметры, полученные при измерении относительной проницаемости в системе вода-нефть

№№ п/п	№ скв	горизонт	Номер образца	Температура, 0С	Вязкость нефти, мПа*с	Глубина, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Остаточная водонасыщенность, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Относительная проницаемость воды	Проницаемость нефти при Swст, мД	Коэффициент вытеснения нефти, %
1	50	М-I	03721	24,5	3,192	1263,13	34,5	1740	42,7	21,3	0,454	0,00483	62,83
2	50	М-I	03725	24,5	3,192	1264,16	31,4	1150	42,5	20,9	0,647	0,00303	63,65
3	64	М-I	1DS	50		1254,07	17,14	0,16	59,02	20,83	0,09		49,17
4	64	М-I	3DS	50		1255,17	29,57	58,49	36,25	23,25	0,254		63,53

На рисунках 2.4.1 и 2.4.2 представлены фазовые проницаемости в системе вода-нефть.

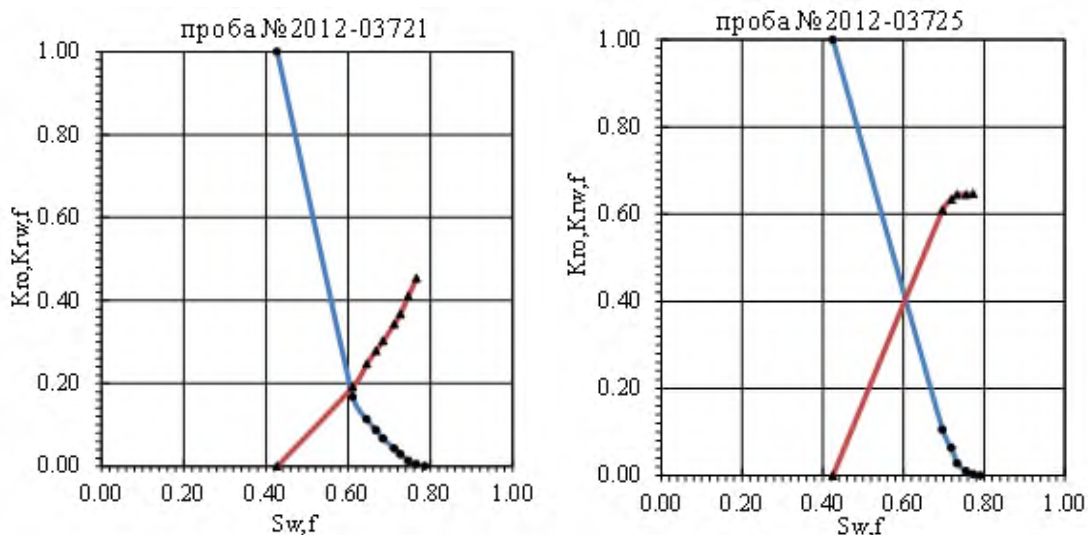


Рис.2.4.1 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скв.50)

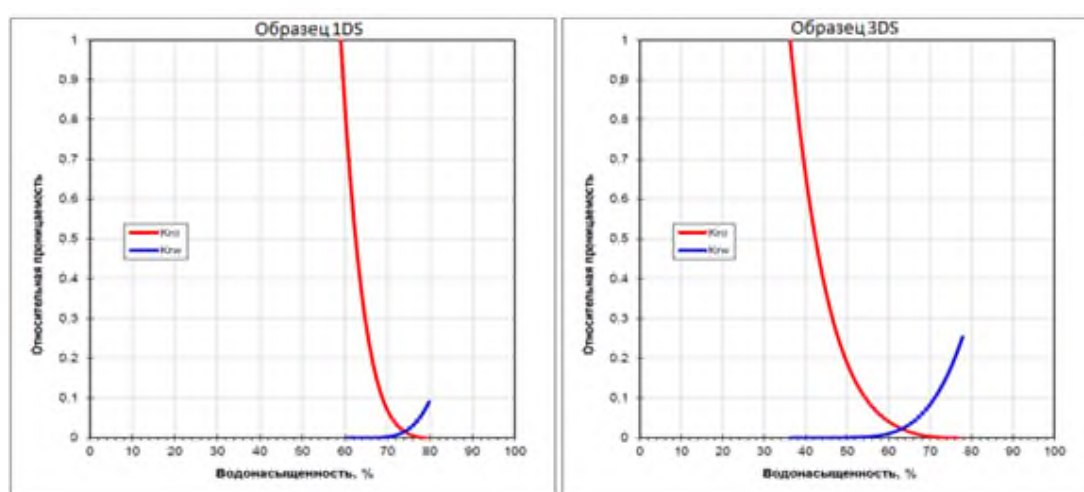


Рис. 2.4.2 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скв.64)

Образец №1DS из скважины №64 обладает высоким значением остаточной водонасыщенности в силу того, что представлен алевроитистой глиной. По результатам анализа, остаточная водонасыщенность трех песчаных образцов изменяется от 36,25 до 42,7% и в среднем составляет 40,5%, остаточная нефтенасыщенность изменяется от 20,9 до 23,25% и в среднем составляет 21,8%. Коэффициент вытеснения изменяется от 62,83 до 63,65%, в среднем составляя 63,64%.

Пересечение кривых относительных проницаемостей на четырех образцах характеризует породы как гидрофильные.

Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути. При нагнетании ртути определялась остаточная водонасыщенность, объем оставшейся ртути в образце определялся при самоизливе ртути при постепенном понижении давления.

Для построения кривых капиллярного давления, из-за отличия смачивающих свойств ртути от свойств реальных систем, вводились поправки в значения поверхностного натяжения, угла контакта и плотности. Кривые капиллярного давления построены по

каждому образцу с пористостью от 25,4 до 31,9%, в среднем 29% и с проницаемостью от 153 до 1160 мД, в среднем 632 мД (рис. 2.4.3).

По полученным кривым, остаточная водонасыщенность имеет интервал изменения 3,1-8%, со средним значением 5,1%.

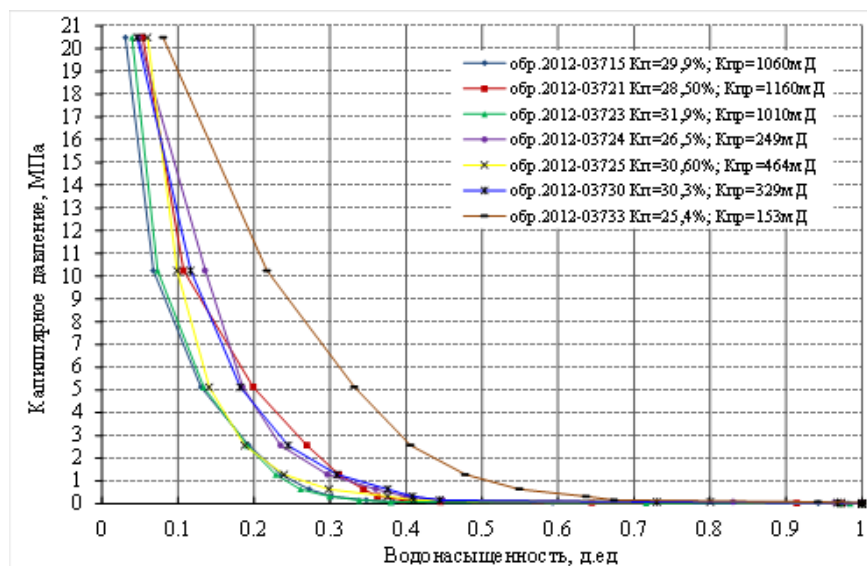


Рис. 2.4.3- Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности

Также были получены *кривые распределения пор по размерам* в зависимости от уровня насыщенности.

По характеру кривых распределения пор по размерам можно сказать, что наблюдается большой диапазон размера пор – от 0,03 до 73 микрон, но наиболее часто встречающийся размер пор составляет 2,5-10 микрон (рис.2.4.4).

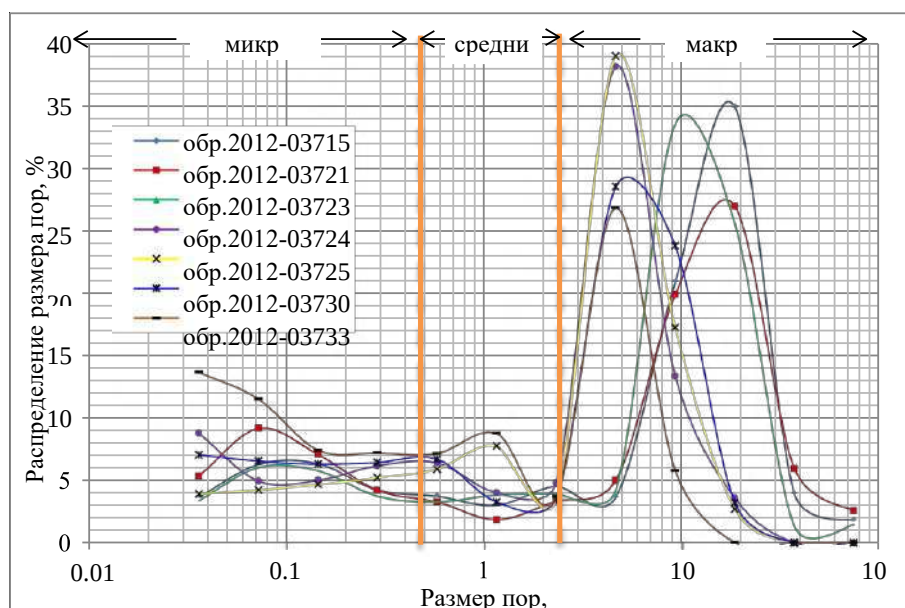


Рис.2.4.4- Кривые распределения пор по размерам

Смачиваемость определялась на 2 образцах, представленных песчаниками из меловых отложений и в обоих образцах смачиваемость пород залежи, оценивается как

нейтральная.

Чувствительность. На 10 образцах керна скважины №50 проведен эксперимент по чувствительности к пластовой воде, скорости, кислоте, щелочи и соли.

По результатам исследований чувствительность к воде и скорости – средне-сильная, к щелочи – средне-слабая, чувствительность к кислоте – сильная.

Полученные данные по остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти, по смачиваемости могут быть использованы в гидродинамических расчетах.

2.5 Запасы нефти и газа

На дату проекта пробуренный фонд скважин составляет 62 единицы, из которых одна оценочная скважина №64 пробурена за период после «ТС_2018г».

В 2020 году был составлен отчет «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Блиновское Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.04.2020г)», где запасы УВ приняты в Государственный баланс в количестве (Протокол ГКЗ РК №2220-20-У от 08.10.2020г):

Категория	Нефть, тыс.т		Растворенный газ, млн.м ³	
	Геолог.	Извлек.	Геолог.	Извлек.
В	7004	3375	218.2	105.5
С₁	1011	461	29.6	13.9
В+С₁	8015	3836	247.8	119.4
С₂	230	82	7.0	2.4

После, в 2020 году был составлен проект «Анализ разработки месторождения Блиновское» (протокол ЦКРР РК №8/9 от 26.11.2020г).

Утвержденные величины запасы нефти и растворенного газа по состоянию на 01.04.2020г. приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица запасов нефти и растворенного газа в нефти месторождения Блиновское по состоянию на 01.04.2020г.

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности. тыс.м2	Общий объем пород, тыс.м3	Эффективный объем пород-коллекторов, тыс.м3	Эффективный объем порового пространства, тыс.м3	Эффективный поровый нефтенасыщенный объем, тыс.м3	Кэфф. пористости, доли ед.	Кэфф. нефтенасы- щенности, доли ед.	Плотность нефти, г/см3	Пересчет. коэфф. д. ед.	Геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание., м³/т	Геологические запасы раств. газа, млн. м³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м³			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19			
М-I	I	ЧНЗ	В	14867	121286	56606.7	14088.2	8582.1	0.25	0.61	0.918	0.808	6366	0.476	3030	30.2	192.3	91.5			
		ВНЗ	С ₁	3902.3	16496	5094	1186.8	514.6	0.23	0.43	0.918	0.808	382	0.476	182	30.2	11.5	5.5			
	Итого по блоку I		В	14867	121286	56606.7	14088.2	8582.1					6366		3030		192.3	91.5			
			С ₁	3902.3	16496	5094	1186.8	514.6					382		182		11.5	5.5			
			В+С ₁	18769.3	137782	61700.7	15275	9096.7					6748		3212		203.8	97			
	II	ЧНЗ	С ₁	2068.8	30876.3	5378.8	1183.3	676	0.22	0.57	0.918	0.808	501	0.476	238	30.2	15.1	7.2			
			С ₂	690.1	10269.7	1789.5	395	204	0.22	0.52	0.918	0.808	151	0.357	54	30.2	4.6	1.6			
		ВНЗ	С ₁	569.4	6012	990	217.9	98	0.22	0.45	0.918	0.808	73	0.476	35	30.2	2.2	1.1			
			С ₂	571.2	8514	1137	247.1	106	0.22	0.43	0.918	0.808	79	0.357	28	30.2	2.4	0.8			
	Итого по блоку II		С ₁	2638.2	36888.3	6368.8	1401.2	774						574		273		17.3	8.3		
			С ₂	1261.3	18783.7	2926.5	642.1	310							230		82		7	2.4	
	Итого по М-I			В	14867	121286	56606.7	14088.2	8582.1						6366		3030		192.3	91.5	
				С ₁	6540.5	53384.3	11462.8	2588	1288.6							956		455		28.8	13.8
				В+С ₁	21407.5	174670.3	68069.5	16676.2	9870.8							7322		3485		221.1	105.3
С ₂				1261.3	18783.7	2926.5	642.1	310							230		82		7	2.4	
М-II	I р-н скв.14	ЧНЗ	В	526.1	4800	3044	700	408	0.23	0.58	0.89	0.785	285	0.54	154	40.6	11.6	6.3			
		ВНЗ	В	206.6	1216	569	129	47	0.23	0.36	0.89	0.785	33	0.54	18	40.6	1.3	0.7			
	I р-н скв.18	ЧНЗ	В	465.4	3712	2643	639	386	0.24	0.6	0.89	0.785	270	0.54	146	40.6	11	5.9			
		ВНЗ	В	231.4	820	646	159	71	0.25	0.45	0.89	0.785	50	0.54	27	40.6	2	1.1			
Итого по М-II			В	1429.4	10548	6902	1627	912					638		345		25.9	14			
PZ	II р-н скв.1	ВНЗ	С ₁	273.8	3768	2258.4	90.3	70.5	0.04	0.78	0.943	0.823	55	0.1	6	14.5	0.8	0.1			
Итого по месторождению			В		131834	63508.7	15715.2	9494.1					7004		3375		218.2	105.5			
			С ₁		57152.3	13721.2	2678.3	1359.1						1011		461		29.6	13.9		
			В+С ₁		188986.3	77229.9	18393.5	10853.2						8015		3836		247.8	119.4		
			С ₂		18783.7	2926.5	642.1	310						230		82		7	2.4		

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

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

Анализ результатов гидродинамических исследований проведен на базе данных, представленных компанией АО «СНПС-Ай Дан Мунай».

Цель исследований – определение фильтрационных параметров пласта, продуктивности скважин, состояния призабойных зон скважин, необходимых для дальнейшего проектирования и для регулирования процесса разработки.

На месторождении Блиновское в целях контроля за разработкой и определения энергетического состояния залежей, а также определения фильтрационных параметров пластов были проведены гидродинамические исследования методом регистрации давления при нестационарной фильтрации (КВД, “Production Analysis”) и методом установившихся отборов. Общее количество проведенных гидродинамических исследований на месторождении следующее:

- КВД – 14 исследований по 10 скважинам;
- МУО – 12 исследований по 12 скважинам;
- Анализ добычи (“Production Analysis”) – 16 исследований по 1 скважине.

Таблица 3.1.1 – Количество и виды проведенных гидродинамических исследований

Часть	Горизонт	Блок	КВД	МУО	Анализ добычи (РА)
			к-во скв./измер.	к-во скв./измер.	к-во скв./измер.
Северо-западная	М-I	Блок I	1/1	-	-
Северо-восточная		Блок II	3/6	2/2	1/16
Центральная			5/6	8/8	-
Южная			1/1	2/2	-
Всего			10/14	12/12	1/16

После УПР-2018г проведено 39 замеров пластового давления.

Исследование РА (Production Analysis) проводилось замером забойного давления стационарным глубинным манометром во время работы скважины ЭЦН в течение месяца. Далее, данные забойного давления и дебита скважины интерпретируются специальными программными продуктами. Результаты проведенных гидродинамических исследований по горизонту М-I приведены в таблице 3.1.2. На рисунке 3.1.3 представлена карта проницаемости I объекта

Горизонт М-I. (Блок I)

По фильтрационно-емкостным свойствам пласта горизонт М-I (блок I) можно условно разделить на 3 части: Северо-восточная часть, Центральная часть, Южная часть.

Северо-восточная часть

На Северо-восточной части месторождения проведено 6 исследований КВД по 3 скважинам (№№12, 23, 25), 2 исследования МУО по 2 скважинам (№№12, 23) и 16 исследований РА в скважине №23. В целом пласт данного поля характеризуется высокой проницаемостью (в среднем $1031 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Скважина №12 характеризуется более высокой продуктивностью и проницаемостью, чем скважины №№23 и 25. Это может объясняться выдержанностью пласта скважины №12, высокой проницаемостью пласта на периферии залежи относительно кровли. Низкая продуктивность наблюдается по скважине №23 (определено при опробовании) $25 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$, вследствие роста обводненности продукции до 97,5%.

Центральная часть

На Центральном поле месторождения находится наибольшая часть скважин. На данном поле проведено 6 исследований КВД по 5 скважинам, 8 исследований МУО по 8 скважинам. Проницаемость пласта рассчитана при исследовании КВД, коэффициент продуктивности при исследовании МУО.

Проницаемость пласта изменяется от 203 до $1910 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, составляя в среднем $908,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Наибольшая проницаемость получена по скважине №24, наименьшая по скважине №7. Если распределить скважины по классам проницаемости А. С. Ханина, то большинство скважин относится ко II классу (таблица 3.1.4).

Продуктивность определена по 8 скважинам (№№6, 7, 14, 16, 18, 19, 26, 28) и изменяется в интервале от 39,8 до $90,35 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут}$, в среднем составляет $70,9 \text{ м}^3/(\text{МПа} \cdot \text{сут})$. Наименьшие значения продуктивности ($39,8 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут}$) получено по скважине №7, скважины №№ 6, 19, 26 имеют близкие по значению продуктивности пласта (от 51 до $69 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут}$). Продуктивность скважин №№18, 16, 14, 28 составляет от 78 до $90 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут}$ соответственно.

Южная часть

На Южном поле месторождения проведено 1 исследование КВД по скважине №10, два исследования МУО по скважинам №№10, 15. Скважина №10 имеет более высокую продуктивность ($93,5 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут}$), чем продуктивность скважины №15 ($31,2 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{сут}$), что может объясняться большей толщиной вскрытия скважины №10 (6 м) относительно толщины вскрытия скважины №15 (4 м). В целом по полю проницаемость пласта высокая, в среднем составляет $868,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Горизонт М-I. (Блок II).

Северо-западная часть

На Северо-западном поле месторождения проведено 1 исследование КВД в скважине №21. Результаты исследования показали очень низкую проницаемость пласта ($0,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Скин-фактор составил 0,767.

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований скважин по горизонту М-I

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	скважин	измерений		
Начальное пластовое давление, МПа	19	24	12,1-13,6	12,7
Текущее пластовое давление, МПа	28	29	9,1-13,1	10,8
Пластовая температура, °С	33	83	51-57,3	54,5
Удельная продуктивность, м ³ /(сут*м*МПа)	12	28	5,7-16,68	11,9
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	13	29	24-100	68
Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	16	38	0,6-1910	916,2

Таблица 3.1.3 – Распределение скважин по классам проницаемости А. С. Ханина

Класс проницаемости	Диапазон изменения проницаемости, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Поле			
		Северо-западное	Северо-восточное	Центральное	Южное
I	1000,01 и более		2 скв. (№№12, 23)	1 скв. (№24)	1 скв. (№6)
II	500,01...1000,0		1 скв. (№25)	6 скв. (№№6, 14, 16, 18, 19, 28)	1 скв. (№15)
III	100,01...500,0			3 скв. (№№7, 26, 27)	
IV	10,01...100,0				
V	1,0...10,0	1 скв. (№21)			

Фактический охват гидродинамическими исследованиями на месторождении составил 37%. По гидродинамическим исследованиям скважин по горизонту М-I получена высокая проницаемость I, II и III классов по классификации А. А. Ханина, а также низкая проницаемость пластов V класса. Северо-восточная часть характеризуется более высокой продуктивностью и проницаемостью. Основным фактором, снижающим коэффициент продуктивности большинства скважин, является рост обводненности.

В дальнейшем рекомендуется продолжить замеры пластового давления по добывающим скважинам.

Характеристика энергетического состояния залежей

Оценка энергетического состояния месторождения на 01.03.2022г осуществлена с использованием всех замеров пластового давления в добывающих и нагнетательных скважинах. Для определения пластовых и забойных давлений были произведены замеры с помощью глубинных манометров и замеры уровней жидкости с последующим расчетом через них давлений.

I объект. Горизонт М-I был введен в разработку в январе 2003г. Начиная с 2009 года объект разрабатывается с внутриконтурным заводнением. В настоящее время практически

все добывающие скважины, за исключением скважин №53 и №40 (II объект) эксплуатируются на I объекте, также основная добыча нефти (95%) приходится на данный объект, соответственно основная часть замеров пластового давления проведены на горизонте М-I.

По объекту, с учетом всех исследований минимальное значение проницаемости получено в скважине №21 и составляет $0,61 \cdot 10^{-3}$ мкм², максимальное значение получено в скважине №24 и составляет $1910 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение проницаемости составляет $916,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент продуктивности пластов изменяется в интервале 24 – 100 м³/(сут*МПа), в среднем составляя 68 м³/(сут*МПа).

По результатам замеров была построена карта изобар, которая представлена на рисунке 3.1.2(а). Начальное пластовое давление, определенное при опробовании скважин №13 и №21 составляет 12,7 МПа. Всего проведено 144 замера пластового давления, в том числе за период 2017-03.2022гг – 39 замеров. Текущее пластовое давление составило 10,6 МПа, что ниже начального на 17%, которое учитывая высокую выработанность пласта (79,5%), считается вполне допустимым. Для наглядности ниже представлена карта изобар (рисунок 3.1.2(а)) и карта суммарных отборов I объекта (рисунок 3.1.2(б)), по которым можно сказать, что низкое пластовое давление находится в основном в зонах с большим суммарным отбором жидкости. Поэтому рекомендуется увеличение фонда нагнетательных скважин, путем перевода под нагнетание низкодебитных скважин, в целях усиления ППД.

На рисунке 3.1.1 приведена динамика пластового давления по I объекту, где видно, что по мере наращивания объема закачки, динамика пластового давления пропорционально реагирует на колебания компенсации отборов, что говорит о том, что на энергетику пласта действующая система ППД оказывает влияние, тем не менее, учитывая то, что текущая компенсация составляет порядка 60%, следует отметить, что также проявляется активно-водонапорный режим. Забойное давление составляет 8,4 МПа.

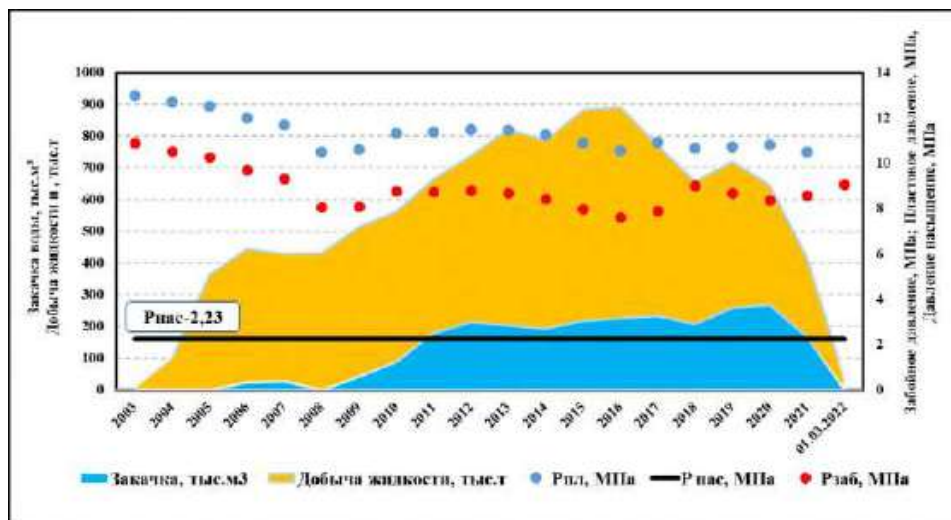


Рис. 3.1.1 - Динамика пластового давления по I объекту

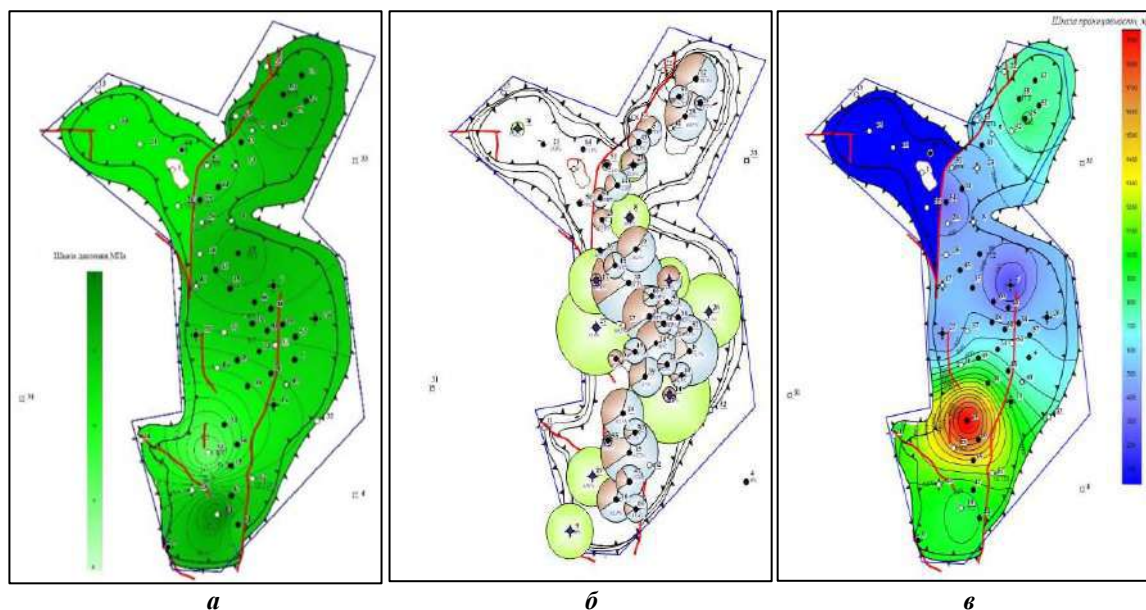


Рис. 3.1.2 – Карты I объекта, а) изобар, б) суммарных отборов, в) проницаемости

II объект. Горизонт М-II был введен в разработку в январе 2008г. На дату отчета в эксплуатационном фонде данного объекта числятся скважины №№ 53 и 40. Начальное пластовое давление, приведенное к уровню ВНК и определенный при опробовании скважины №6 составило 13 МПа. Текущее пластовое давление не определено - замер пластового давления в 2021г по скважине №40 составил 12,4 МПа. Давление насыщения принято на уровне 1,64 МПа. Забойное давление составляет 10 МПа. Ниже на рис. 3.1.3 представлена динамика забойного давления, на котором видно, что за последние 10 лет забойное давление снизилось. Это обусловлено тем, что разработка данного объекта эксплуатируется на естественном режиме истощения. В связи с малым количеством замеров построение карты изобар не представляется возможным.

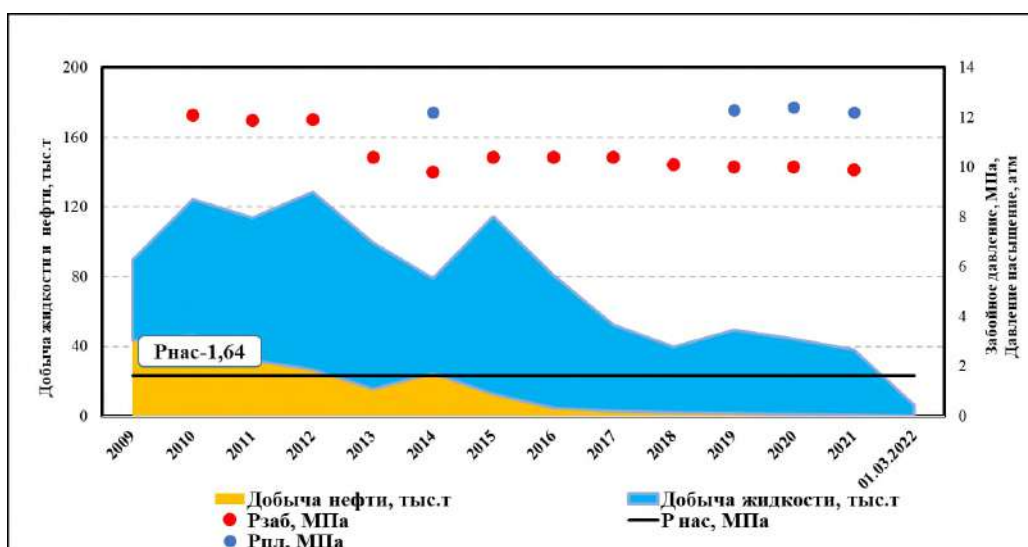


Рис. 3.1.3 - Динамика забойного давления по II объекту

Таблица 3.1.4 - Результаты исследований РА

№ скв.	Интервал перфорации, м	Часть	Рпл на СИП, МПа	Рпл., прив. на ВНК, МПа	Дата замера, г	Тип исследования	Градиент, МПа/100 м	Глубина сер.интерв. перф, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	1255-1259	Северо-восточная	8,62	10,72	05.06.2009	РА	0,7811	1257
			8,7	10,8	01.07.2009	РА	0,7811	1257
			8,81	10,91	31.07.2009	РА	0,7811	1257
			8,48	10,58	31.08.2009	РА	0,7811	1257
			8,49	10,59	30.09.2009	РА	0,7811	1257
			8,54	10,64	31.10.2009	РА	0,7811	1257
			8,98	11,32	25.12.2009	РА	0,7811	1257
			8,98	11,32	31.01.2010	РА	0,7811	1257
			8,7	11,04	28.02.2010	РА	0,7811	1257
			8,78	11,12	31.03.2010	РА	0,7811	1257
			8,76	11,11	30.04.2010	РА	0,7811	1257
			8,74	11,09	31.05.2010	РА	0,7811	1257
			8,78	11,13	30.06.2010	РА	0,7916	1257
			8,78	11,13	31.07.2010	РА	0,7916	1257
			10,89	10,99	31.08.2010	РА	0,7811	1257

Таблица 3.1.5 - Результаты исследований скважин на неустановившихся режимах (КВД) с начала разработки в целом по месторождению

№пп	№ скв	Объект	Блок	Часть	Исследование	Дата, г	Градиент, МПа/м	Рпл на СИП, МПа	Рпл приведенное на уровень ВНК, МПа	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Проводимость, 10 ⁻³ м*мкм ²	Скин-фактор	Пластовая температура, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	21	I объект	I	Северо-западная	КВД	17-24.08.2005	-	12,5	12,5	0,61	1,83	0,767	54,12
2	6	I объект	I	Центральная	КВД	06-09.10.2005	0,0088	11,6	11,99	651	3906	-2,76	53,96
3	26	I объект	I	Центральная	КВД	29.04.2006	0,0088	11,7	11,88	477	2862	-8,92	54,8
4	27	I объект	I	Центральная	КВД	30.07.2006	0,0088	10,95	11,06	400	2800	2,980	55,1
5	24	I объект	I	Центральная	КВД	30.11.2006	0,0088	11,13	11,33	1810	9030	7,100	55,3
6				Центральная		05.07.2007	0,0088	11,37	11,57	1910	1140	13,800	57,3
7	7	I объект	I	Центральная	КВД	01.01.2007	-	-	-	203	-	0,790	53,96
8	23	I объект	I	Северо-восточная	КВД	03.08.2005	0,0088	12,0	-	481	1924	18,970	-
9	25	I объект	I	Северо-восточная	КВД	20.07.2005	0,0088	12,0	12,10	804,1	3216,4	28,300	-
10	12	I объект	I	Северо-восточная	КВД	28.01.2006	0,0089	11,9	12,16	1478	8868	8,250	54,06
11				Северо-восточная	КВД	15.03.2007	0,0089	11,6	11,84	1290	7760	9,220	53,3
12				Северо-восточная	КВД	05.07.2007	0,0089	11,9	12,16	1370	4110	12,600	53,2
13				Северо-восточная	КВД	16.05.2008	0,0089	11,6	11,84	761	3728,9	79,100	-
14	10	I объект	I	Южная	КВД	16.12.2005	0,0089	11,16	11,32	868,9	-	-	-

Таблица 3.1.6 - Результаты исследований скважин на установившихся режимах (МУО) с начала разработки в целом по месторождению

№ скв	Часть	Объект	Горизонт	Дата исследования	Интервал перфораций	Глубина	Режим(мм)	Qн м³/сут	Ртр МПа	Рзтр МПа	Рпл,МПа	Рзаб,МПа	ΔР МПа	Т°С	Кпр, м³/(сут·МПа)	Средняя продуктивность. м³/(сут·МПа)
12	Северо-восточная	I	М-I	05.04.-15.04.2004	1239 – 1245	1210	3	42,69	3,1	2,98	12,58	12,2	0,38	51	112,34	100,10
							4	55,93	2,85	2,88		12	0,58		96,43	
							5	94,23	2,5	2,56		11,62	0,96		98,16	
							4	50,16	2,85	2,88		12,05	0,53		94,64	
							3	40,57	2,95	2,98		12,17	0,41		98,95	
23	Северо-восточная	I	М-I	06.06-25.06.2004	1254-1259	1254	6	39,68	1,4	1,2	11,95	10,157	1,791	56,6	22,16	24,7
							7	47,01	0,4	0,2		10,073	1,875		25,07	
							8	51,63	0,346	0		10,947	2,001		25,80	
							9	54,04	0,294	0		10,854	2,094		25,81	
7	Центральная	I	М-I	26.01-06.02.2004	1247,5-1254,5	1222	3	30,25	3	3,2	13,13	12,13	1	54	30,25	39,84
							5	82	2,1	2,4		11,32	1,81		45,30	
							7	120	1,45	1,76		10,72	2,41		49,79	
							5	80,6	2,1	2,4		11,37	1,76		45,80	
							3	28,9	3	3,2		12,1	1,03		28,06	
19	Центральная	I	М-I	10.09.-22.09.2004	1252-1259	1226	3	36	2,49	2,4	12,61	11,8	0,81	55	44,44	51,94
							4	61,2	2,31	2,16		11,59	1,02		60,00	
							5	70,6	2,14	1,84		11,41	1,2		58,83	
							4	53	2,3	2,08		11,62	0,99		53,54	
							3	38,6	2,43	2,24		11,71	0,9		42,89	
6	Центральная	I	М-I	19.04-23.04.2004	1235-1241	1248	7	92,5	-	-	11,98	10,624	1,359	-	68,06	69,66
							8	110	-	-		10,475	1,508	-	72,94	
							9	109,6	-	-		10,412	1,571	-	69,76	
							10	119,2	-	-		10,227	1,756	-	67,88	
14	Центральная	I	М-I	12.07-22.07.2004	1247-1253	1215	3	36,8	2,78	2,67	12,53	11,91	0,62	55	59,35	78,26
							4	61,2	2,66	2,36		11,83	0,7		87,43	
							5	85,7	2,5	2,27		11,64	0,89		96,29	
							4	61,5	2,66	2,36		11,8	0,73		84,25	
							3	39,66	2,78	2,44		11,91	0,62		63,97	
16	Центральная	I	М-I	24.04-04.05.2004	1256-1261	1230	3	38,7	2,84	2,8	13,01	12,47	0,54	54	71,67	78,22
							4	60,3	2,72	2,65		12,31	0,7		86,14	
							5	89,3	2,38	2,32		12	1,01		88,42	
							4	55,5	2,7	2,65		12,34	0,67		82,84	
							3	33,5	2,84	2,78		12,47	0,54		62,04	
18	Центральная	I	М-I	20.08-03.09.2004	1239-1245	1210	3	47	2,56	2,4	12,47	11,91	0,56	55	83,93	90,35
							4	60	2,48	2,4		11,79	0,68		88,24	
							5	82,2	2,36	2,24		11,61	0,86		95,58	
							4	62,8	2,48	2,56		11,82	0,65		96,62	
							3	43,7	2,56	2,56		11,97	0,5		87,40	
26	Центральная	I	М-I	16.06-25.06.2005	1257-1263	1260	6	76,6	1,467	1,7	12,15	11,052	1,099	55,52	69,70	69,01
							8	104,4	0,962	1,2		10,698	1,453		71,85	
							9	112,07	0,765	1		10,502	1,649		67,96	
							10	114,3	0,673	1,1		10,433	1,718		66,53	
28	Центральная	I	М-I	08.24-08.31.2005	1256-1262	1270	5	58,83	-	-	11,49	10,84	0,66	55	89,14	90,13
							7	86,96	-	-		10,55	0,95		91,54	
							9	104,06	-	-		10,33	1,16		89,71	
15	Южная	I	М-I	07.06-18.06.2004	1257-1261	1235	3	30,13	2,08	1,95	12,71	11,78	0,93	55	32,40	31,23
							4	39,83	1,72	1,76		11,4	1,31		30,40	
							5	50,34	1,42	1,3		11,04	1,67		30,14	
							4	40,15	1,8	1,65		11,48	1,23		32,64	
							3	28,42	2,14	2		11,78	0,93		30,56	
10	Южная	I	М-I	01.09-15.09.2004	1262,5-1268,5	1240	3	41,2	2,52	2,72	12,8	12,27	0,53	55	77,74	93,49
							4	54	2,36	2,66		12,34	0,46		117,39	
							5	115,7	2,16	2,08		11,73	1,07		108,13	
							4	62,5	2,48	2,4		12,11	0,69		90,58	
							3	44,9	2,56	2,48		12,19	0,61		73,61	

Выводы:

- Общее количество проведенных гидродинамических исследований на месторождении составили 14 исследования КВД, 12 исследований МУО, 144 замеров Рпл. После **УПР-2018г** было проведено 39 замеров Рпл, замеры динамического уровня на I объекте – 28161 замеров, на II объекте – 1057 замеров.
- В основном исследования и замеры выполнялись по основному I объекту, который обеспечивает 95% текущих отборов нефти;
- По I объекту, с учетом всех исследований минимальное значение проницаемости получено в скважине №21 и составляет $0,61 \cdot 10^{-3}$ мкм², максимальное значение получено в скважине №24 и составляет $1910 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение проницаемости составляет $916,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент продуктивности пластов изменяется в интервале 24 – 100 м³/(сут*МПа), в среднем составляя 68 м³/(сут*МПа);
- По полученным значениям и построенной карте проницаемости можно сказать что залежь характеризуется зональной неоднородностью, которая должна учитываться при реализации системы ППД. Это также подтверждается по работам добывающих и нагнетательных скважин;
- Действующая система ППД в основном оказывает положительное влияния на энергетику I объекта, также проявляется активно-водонапорный режим. Отмечаются участки с относительно низким пластовым давлением (но намного выше давления насыщения), в которых рекомендуется подключить нагнетательные скважины, которые находятся в бездействии и выполнить переводы под нагнетание низкодебитных скважин;
- Текущее пластовое давление по I объекту составило 10,6 МПа, что ниже начального на 17%, которое учитывая высокую выработанность пласта (79,5%), считается вполне допустимым;
- Рекомендуется провести замеры пластового давления на II объекте, так как на данном объекте замеры не проводились с 2014г;
- Рекомендуется выполнять замеры и исследования согласно требованиям действующего проектного документа и ЕПРКИН. Для вывода оптимального режима индивидуально по каждой скважине следует по действующим добывающим скважинам месторождения проводить ежеквартальные замеры забойного давления (динамического уровня).

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На месторождении промышленная разработка осуществляется согласно проекту «Уточненный проект разработки месторождения Блиновское» (протокол №27-5-816-И от 22.05.2018г). Согласно действующему проектному документу выделение эксплуатационных объектов выглядит следующим образом:

- I объект – горизонт М-I;
- II объект – горизонт М-II.

В 2020г. составлен и утвержден ЦКРР РК (протокол 8/9 от 26.11.2020г.) Анализ разработки месторождения Блиновское, в рамках которого уточнены показатели разработки на 2020-2022гг. Также, согласно протокольному решению ЦКРР РК до конца 2022г рекомендовано выполнить Проект разработки месторождения Блиновское.

Характеристика фонда скважин по объектам разработки и категориям по состоянию на 01.03.2022г представлена в таблице 3.2.1 и на рисунке 3.2.1. Характеристика бездействующих скважин показана в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.03.2022г

Фонд скважин		Категория скважин	I объект	II объект	Всего
			М-I	М-II	
Эксплуатационный фонд	Дающие продукцию	ЭЦН	6,35,38,39,44,47,49,58,10,15	53	11
		ВН	12,43,45,46,52,54,56	-	7
		ШГН	34	-	1
	Итого действующие:		18	1	19
	В простое	ЭЦН	-	-	-
		ВН	-	-	-
	Итого в простое:		0	0	0
	Итого дающих продукцию:		18	1	19
	В бездействии	Фонтанные	21,28,42,62,63	-	5
		ЭЦН	19,48,50,59,61,24,57	40	8
		ВН	18,25,51,55,60	-	5
		ШГН	5	-	1
Итого в бездействии:		18	1	19	
Итого эксплуатационных скважин:			36	2	38
Разведочный фонд	В бездействии	ВН	64	-	1
Итого разведочных скважин:			1	0	1
Нагнетательный фонд	Действующий фонд		7,14,26,27	-	4
	В бездействии		8,9,17,23,29	-	5
Итого нагнетательных скважин:			9	0	9
Наблюдательный фонд:			11,13,16,37	-	4
В консервации:			1,22,30,36	-	4
Ликвидированные:	По геологическим причинам		3,4,20,31,32,33	-	6
Пробуренный фонд скважин:					62

На дату отчета весь пробуренный фонд скважин месторождения составил 62 единицы. В эксплуатационном фонде числятся 38 скважин: (из них действующих - 19 ед., в бездействии - 19 ед.). В нагнетательном фонде числятся 9 скважин: (в т.ч: в бездействии –

5 ед). В наблюдательном фонде - 4 скважины. В консервации – 4 ед. В разведочном фонде в бездействии – 1 ед. Ликвидированных – 6 ед. Все действующие скважины эксплуатируются механизированным способом ЭЦН – 11 ед., ВН – 7 ед., ШГН – 1 ед.

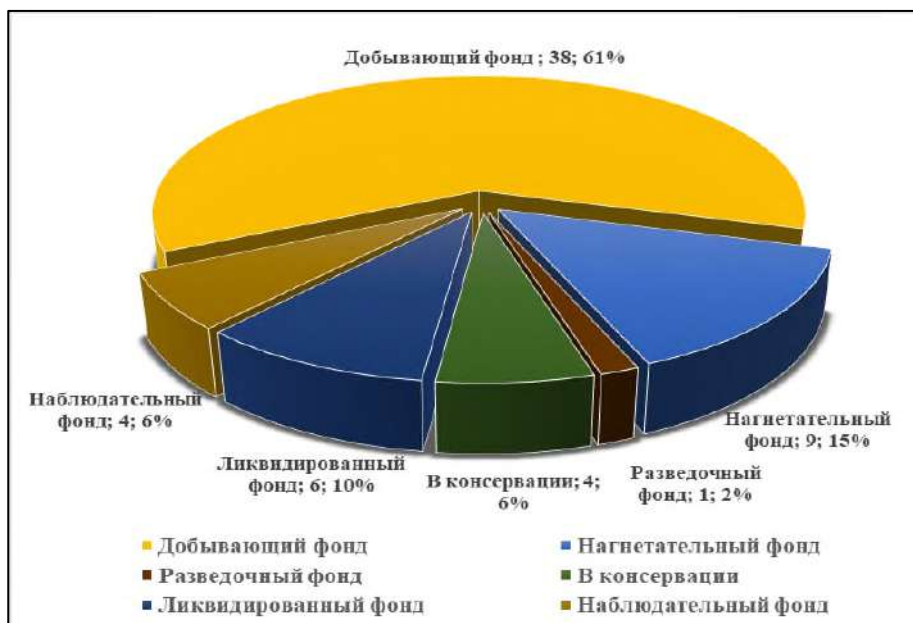


Рис. 3.2.1 - Распределение фонда скважин

Низкие значения Кисп добывающего фонда связаны с тем, что на дату отчета 19 добывающих скважин находятся в бездействии, по причине высокой обводненности, низкого Ндин и неисправности насоса. Высокая обводненность добывающих скважин связана с недостаточным контролем за процессом разработки (проведение ГИС-к с целью определения характера и интервала обводнения, техническое состояние колонны и качество цементажа), в результате чего наблюдается возрастающая из года в год количество бездействующих скважин.

Таблица 3.2.2 - Характеристика работ, причины и рекомендации по бездействующим скважинам

№№ скв	Объект	Горизонт	Интервалы перфорации	Причины бездействия скважин	Рекомендуемые мероприятия по БД скважинам	Начальные эксплуатационные показатели			Эксплуатационные показатели перед остановкой			Суммарная добыча, тыс.т.		Суммарная добыча газа, млн. м³	Дата ввода в эксплуатацию	Дата остановки скважины	
						Дебит нефти, т/сут	Дебит воды, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит воды, т/сут	Обводненность, %	нефти	воды				
42	I	M-I	1244-1248	Содержание воды 100%	PLT	При опробовании получена вода с пленкой нефти, в эксплуатацию не вступали.											
62	I	M-I	1260-1261														
63	I	M-I	1262-1267														
21	I	M-I	1251-1254		Перевод под нагнетание	17,1	0,49	2,8	0,4	6,7	93,2	0,4	0,1	0	01.07.2005	01.12.2006	
55	I	M-I	1267-1268,5		Перевод под нагнетание	2,8	14,9	84,3	0,3	6	94,9	1,5	12,9	0,07	01.05.2014	01.09.2016	
28	I	M-I	1256-1262		Перевод под нагнетание	43,6	0	0	0,2	9,2	97,5	65,5	16,2	0,378	01.05.2005	01.09.2010	
51	I	M-I	1254-1256	Насос ВН не герметично. Содержание воды 75%.	Ревизия ВН	27,7	39,7	58,9	1,4	5,8	80,7	4,6	12,1	0,117	01.06.2012	01.05.2019	
50	I	M-I	1258-1260	Насос ЭЦН QYB101-20/1500 - большой износ вала. Газосеператор - большой износ вала. Гидрозащиты OYH101J - большой износ вала. Электродвигатель - YOY114P-25D - большой износ вала. Клин насоса ЭЦН. Содержание воды 94,46%.	Ревизия ЭЦН	10,6	18,9	64,0	0,8	20,6	96,3	13,5	96,6	0,502	01.04.2012	01.08.2020	
40	II	M-II	1273-1277	Насос ЭЦН не герметичен. Содержание воды 90,11%.	Ревизия ЭЦН	72,2	8,6	10,7	0,8	20,3	96,4	70,8	180,0	2,303	01.04.2009	01.09.2020	
59	I	M-I	1236-1239	Шлейф не герметичен. Содержание воды 95,18%.	Ревизия ЭЦН	2,4	7,8	76,3	2,0	33,8	94,4	3,85	76,7	0,104	01.08.2014	01.10.2020	
48	I	M-I	1234-1237	Насос ЭЦН QYB101-50/1200 - изношен. Газосеператор - изношен. Насос ЭЦН не герметичен. Содержание воды 89,73%.	Ревизия УЭЦН	9,1	39,6	81,2	0,3	4,8	94,5	18,4	106,5	0,200	01.03.2011	01.11.2020	
60	I	M-I	1242-1245	Насос ВН не герметичен. Содержание воды 70,69%.	Ревизия ВН	35,1	3,04	8,0	0,8	3,44	80,4	11,4	54,0	0,051	01.08.2015	01.11.2021	
24	I	M-I	1258-1263	Обрыв НКТ. Содержание воды 90%.	Ревизия ЭЦН и НКТ	42,4	0	0	3,4	27,2	88,9	152,1	251,7	1,553	01.04.2005	01.11.2021	
61	I	M-I	1253-1256	Насос ЭЦН QYB101-50/1200 - вал заклинивший. Газосеператор - вал заклинивший. Насос ЭЦН забита. Содержание воды 87,43%.	Ревизия ЭЦН	27,5	37,0	57,4	2,1	14,8	87,4	17,5	102,3	0,198	01.10.2015	01.06.2021	
19	I	M-I	1252-1259	Шлейф не герметичен. Содержание воды 94,54%.	Ревизия ЭЦН/Перевод под нагнетание	46,4	46,4	0	2,8	15,9	85,2	144,7	186,1	1,193	01.09.2004	01.05.2021	
18	I	M-I	1239-1245	При опрессовке насос не герметичен давления не держит. Клин насоса ВН. Содержание воды 91,84%.	Ревизия ВН	33,9	33,9	0	1,8	41,9	95,8	319,2	300,1	4,412	01.08.2004	01.01.2021	
25	I	M-I	1241-1245	Шлейф не герметичен. Содержание воды 89,78%.	Ревизия ВН	21,9	21,9	0	2,0	27,2	92,7	159,2	244,1	2,192	01.05.2005	01.07.2021	
5	I	M-I	1260-1266	Сломан полированный шток. Счетчик АГЗУ не работает. Содержание воды 99%.	Ревизия ШГН/ Замена полированного штока	110,0	11,0	0	0,3	17,0	98,3	62,5	78,9	0,609	01.03.2003	01.07.2020	
57	I	M-I	1236-1239	Нету изоляции насоса. Содержание воды 96,58%.	Ревизия УЭЦН (промывка забоя)	1,8	36,7	95,2	2,2	38,6	94,5	12,6	108,8	0,515	01.03.2014	01.02.2022	

Распределение фонда скважин по объектам разработки следующее:

I объект (горизонт М-I)

В эксплуатационном фонде I объекта числятся 36 скважин, из них действующие – 18 ед., в бездействии – 18 ед. Все действующие скважины эксплуатируются механизированным способом: ЭЦН – 10 ед., ВН – 7 ед., ШГН – 1 ед. Фонд нагнетательных скважин I объекта составляет 9 ед., из них: бездействии – 5 ед. Среднесуточный дебит скважины I объекта равен 2,1 т/сут. Обводненность добываемой продукции равна 93,5%.

II объект (горизонт М-II)

По данному объекту в эксплуатационном фонде числятся 2 скважины (№53 и №40). На дату отчета скважина №53 эксплуатируется механизированным способом и оснащена ЭЦН. Скважина №40 была переведена с I объекта в середине 2021г на дату отчета находится в бездействии. Среднесуточный дебит скважины II объекта равен 1,3 т/сут. Обводненность, добываемой продукции держится на высоком уровне и равна среднему показателю 98,4 %. Среднегодовые показатели дебита нефти и обводненности в целом по месторождению показаны в таблицах 3.2.3-3.2.4.

Таблица 3.2.3 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти в целом по месторождению за период 2018-01.03.2022г

2018											
Фонд скважин	Ср. дебит нефти	Диапазон дебитов нефти, т/сут.									
		0<q<5		5<q<10		10<q<15		15<q<30		q>30	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
26	4,8	18	69,2	4	15,4	2	7,7	2	7,7	0	0,0
2019											
Фонд скважин	Ср. дебит нефти	Диапазон дебитов нефти, т/сут.									
		0<q<5		5<q<10		10<q<15		15<q<30		q>30	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
30	3,5	23	76,7	7	23,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0
2020											
Фонд скважин	Ср. дебит нефти	Диапазон дебитов нефти, т/сут.									
		0<q<5		5<q<10		10<q<15		15<q<30		q>30	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
27	2,9	22	81,5	5	18,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0
2021											
Фонд скважин	Ср. дебит нефти	Диапазон дебитов нефти, т/сут.									
		0<q<5		5<q<10		10<q<15		15<q<30		q>30	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
20	2,0	19	95,0	1	5,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
01.03.2022											
Фонд скважин	Ср. дебит нефти	Диапазон дебитов нефти, т/сут.									
		0<q<5		5<q<10		10<q<15		15<q<30		q>30	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
19	1,9	18	94,7	1	5,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0

Таблица 3.2.4 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности в целом по месторождению за период 2018-01.03.2022г

2018											
Фонд скважин	Ср. обв-ть жидк-ти	Диапазон обводненности, %.									
		0<W<20		20<W<40		40<W<60		60<W<90		W>90	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
26	90,8	1	3,8	0	0,0	1	3,8	9	34,6	15	57,7
2019											
Фонд скважин	Ср. обв-ть жидк-ти	Диапазон обводненности, %.									
		0<W<20		20<W<40		40<W<60		60<W<90		W>90	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
30	90,7	0	0,0	1	3,3	0	0,0	10	33,3	19	63,3
2020											
Фонд скважин	Ср. обв-ть жидк-ти	Диапазон обводненности, %.									
		0<W<20		20<W<40		40<W<60		60<W<90		W>90	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
27	90,0	0	0,0	0	0,0	1	3,7	6	22,2	20	74,1
2021											
Фонд скважин	Ср. обв-ть жидк-ти	Диапазон обводненности, %.									
		0<W<20		20<W<40		40<W<60		60<W<90		W>90	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
20	90,6	0	0,0	0	0,0	0	0,0	6	30,0	14	70,0
01.03.2022											
Фонд скважин	Ср. обв.-ть жидк-ти	Диапазон обводненности, %.									
		0<W<20		20<W<40		40<W<60		60<W<90		W>90	
		Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
19	89,1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	6	31,6	13	68,4

Как видно из таблицы 3.2.3, в целом по месторождению количество скважин, работающих с дебитом нефти менее 5 т/сут увеличивается: если на конец 2017г составлял всего 40% (10 ед.), то на дату отчета составило 18 ед. На 01.03.2022г высокопродуктивными являются скважины № 15 и 43 с дебитом нефти 5,4 и 3,9 т/сут, с обводненностью 94% и 61% соответственно. Низкими значениями дебита нефти характеризуются скважины №10, 34, 43, 45, 49, 52, 54, которые работают в пределах 0,5-0,9 т/сут. Согласно таблице 3.2.4, за отчетный период среднесуточная обводненность выросла: 2017г-90,2%, 2018г-90,8%, 2019г-90,7%, 2020г-90%, 2021г-90,6% и за 01.03.2022г-89,1%.

По I объекту основная часть фонда скважин работают со среднесуточным дебитом нефти до 5 т/сут и с обводненностью более 90%. В период 2017-03.2022гг увеличивается количество скважин, работающих с дебитом нефти до 5 т/сут, с 40% до 95%. Также увеличивается количество высокообводненных скважин, работающих с обводненностью более 90% по сравнению с предыдущими годами. В целом добывающие скважины объекта характеризуются низким значением дебита нефти и высокой обводненностью, которая обусловлена тем, что пласт М-I, куда приходится основная часть геологических запасов и объем добытой нефти, характеризуется высокой послойной неоднородностью, вследствие чего при высоких отборах и усилении системы ППД путем перевода скважин под нагнетание, находящихся в пределах площади нефтеносности, в добывающих скважинах

происходит моментальное увеличение обводненности, которое приводит к снижению доли нефти в продукции.

На II объекте эксплуатируются скважины №53 и №40. Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности приведены на рисунках 3.2.2-3.2.3. Как было отмечено выше, на месторождении снижению коэффициентов эксплуатации скважин и использования фонда способствовало то, что на дату отчета 19 добывающих скважин находятся в бездействии, по причине высокой обводненности, низкого Ндин и неисправности насоса. Стоит отметить, что в основном скважины вводились в эксплуатацию из бездействия с выполнением ГТМ в виде ревизии и замены насосов, которые приведены в главе 3.2.3 (табл. 3.2.17).

По этой же причине в нагнетательных скважинах были снижены объемы закачиваемой воды, скважины №№ 8, 9, 17, 23, 9 на дату отчета в бездействии. Значения коэффициентов эксплуатации скважин и использования фонда добывающих и нагнетательных скважин представлено в табл. 3.2.5.

Таблица 3.2.5 - Значения коэффициентов эксплуатации скважин и использования фонда добывающих и нагнетательных скважин

Год	Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.					Коэффициент использования фонда, д.ед.				
	I объект		II объект		По месторож.		I объект		II объект	
	доб.	нагн	доб.	нагн	доб.	нагн	доб.	нагн	доб.	нагн
2018	0,862	0,991	0,855	0,861	0,991	0,694	0,625	1,000	0,703	0,625
2019	0,892	0,993	1,000	0,895	0,993	0,784	0,556	1,000	0,789	0,556
2020	0,922	0,990	0,956	0,924	0,990	0,730	0,514	1,000	0,737	0,553
2021	0,905	0,942	0,945	0,907	0,942	0,514	0,444	0,500	0,526	0,444
01.03.2022	0,976	0,983	0,949	0,975	0,983	0,528	0,444	0,500	0,500	0,444

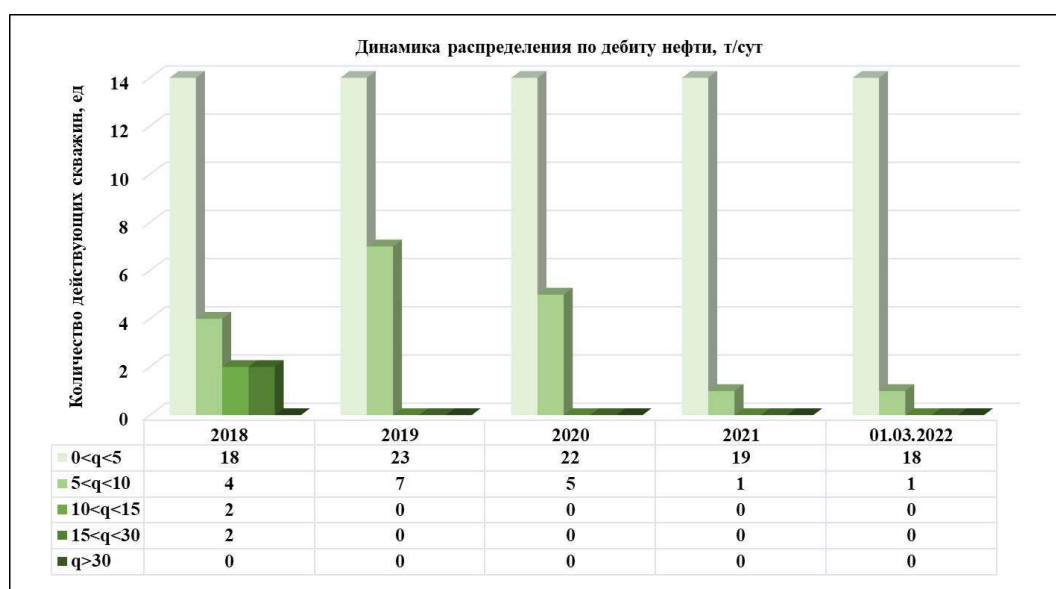


Рис. 3.2.2 - Динамика распределения по дебиту нефти в целом по месторождению



Рис. 3.2.3 - Динамика распределения по обводненности в целом по месторождению

Анализ технологических показателей разработки

В данном разделе приведены фактические технологические показатели за отчетный период и график разработки двух эксплуатационных объектов и в целом по месторождению за весь период его разработки в таблицах 3.2.6-3.2.8 на рисунках 3.2.5-3.2.7.

В целом по месторождению

Распределение текущей и накопленной добычи по состоянию на 01.03.2022г представлена на рисунке 3.2.4, по которому можно сделать вывод, что основная доля текущей и накопленной добычи приходится на I объект разработки.



Рис. 3.2.4 - Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки на 01.03.2022г

На рис. 3.2.5 приведена динамика основных показателей разработки в целом по месторождению, где видно, что пик добычи нефти приходится на 2006 год, где при действующем фонде добывающих скважин 13 ед., добыто 393,8 тыс.т. Далее, по мере роста обводненности, которое привело к снижению доли нефти в продукции, годовая добыча начала снижаться, при этом ввод новых скважин в эксплуатацию лишь поспособствовало к непродолжительной стабилизации динамики. Начиная с 2014 года отмечается интенсивный

рост обводненности, надо отметить, что с увеличением обводненности также стремительно снижается среднесуточный дебит нефти, которое наравне с возрастающим количеством бездействующих скважин из-за высокой обводненности, привело к снижению годовой добычи нефти.

За **2018г** накопленная добыча нефти в целом по месторождению составила 2912,0 тыс.т, жидкости – 2613,7 тыс.т, нефтяного газа – 38,9 млн.м³. Обводненность продукции составила 90,8%, газовый фактор – 25,1м³/т. Фонд добывающих скважин составил 37 ед., из них действующие 26 ед.

За **2019г** суммарный отбор нефти составил 2948,7 тыс.т., 8449,7 тыс.т. жидкости, 39,7 млн.м³ нефтяного газа. Обводненность продукции составил 92,8%. Газовый фактор – 22,1 м³/т. Фонд действующих скважин составил 30 ед., в результате ввода из бездействия трех (№12, 19, 56) из простоя одной (№48) скважин. Фонд добывающих скважин увеличился за счет перевода скважины №21 из наблюдательного фонда, однако на дату отчета скважина находится в бездействии.

За **2020г** накопленная добычи нефти составила 2978,7 тыс.т, жидкости – 8870,5 тыс.т, растворенного газа – 40,4 млн.м³. Обводненность составила 92,9%. Газовый фактор – 23,2 м³/т. Фонд добывающих скважин составил 38 ед., из них действующие 27 ед.

За **2021г** накопленная добычи нефти составила 2998,3 тыс.т, жидкости – 9157,3 тыс.т, растворенного газа – 40,8 млн.м³. Обводненность составила 93,2%. Газовый фактор – 22,5 м³/т. Скважина №40 была переведена на II объект в середине 2021г. Фонд добывающих скважин составил 38 ед., из них действующие 20ед.

За **2 мес. 2022г** накопленная добычи нефти составила 3007,1 тыс.т, жидкости – 9198,5 тыс.т, растворенного газа – 41,1 млн.м³. Обводненность составила 94,3%. Газовый фактор – 23,1 м³/т. Фонд добывающих скважин составил 38 ед., из них действующие 19 ед. Скважина №57 переведена в бездействие по причине высокой обводненности и неисправности насоса.

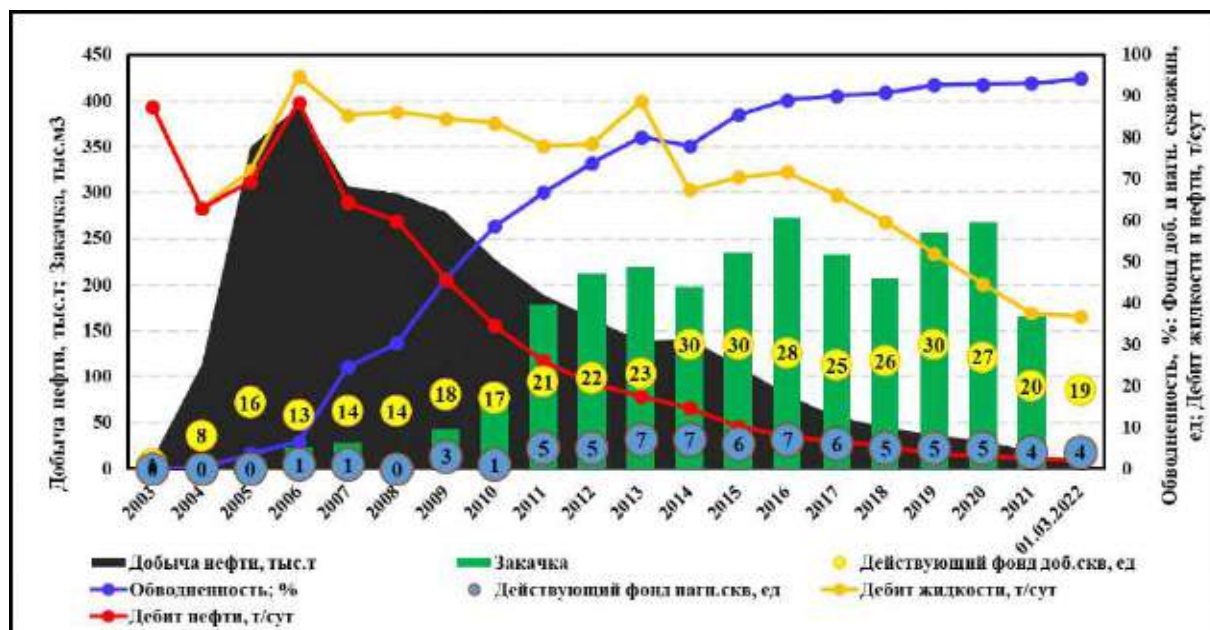


Рис. 3.2.5 - Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению

Объект (Горизонт М-1)

Стоит отметить, что II объект в разработку вступил в 2009 году, к тому же разрабатывался единичными скважинами, соответственно согласно динамике показателей разработки, пик добычи нефти, как и в целом по месторождению, так и по I объекту (рис. 5.2.6) приходится на 2006 год (393,8 тыс.т.).

В 2018г отбор по добычи нефти составил 42,7 тыс.т, добыча жидкости составила – 450,1 тыс.т, 1,06 млн.м³ газа. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 1,2% и 5,1%. Среднегодовая обводненность возросла и составила 90,5%, газовый фактор – 25,0 м³/т. Среднегодовой дебит по нефти составил 5,4 т/сут, жидкости 57,2 т/сут. Фонд действующих добывающих скважин составил 25 ед.

В 2019г добыча нефти достигла 35,0 тыс.т, жидкости 462,0 тыс.т, газа 0,76 млн.м³. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 1,0% и 4,4%. Среднегодовая обводненность – 92,4%, газовый фактор – 21,8 м³/т. Среднегодовой дебит по нефти составил 3,7 т/сут, жидкости 48,9 т/сут. Фонд действующих добывающих скважин составил 29 ед. В 2019г ввелись из бездействия 3 ед. из простоя 1 ед. Также фонд добывающих скважин увеличился за счет перевода скважины №21 из наблюдательного фонда, однако на дату отчета скважина находится в бездействии.

За 2020г было отобрано 28,7 тыс.т нефти, 377,8 тыс.т жидкости, 33,8 млн.м³ газа. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 0,8% и 3,8%. Среднегодовая обводненность – 92,4%, газовый фактор – 23,0 м³/т. Среднегодовой дебит по нефти составил 3,2 т/сут, жидкости 41,7 т/сут. Фонд действующих добывающих скважин составил 26 ед.

За **2021г** было отобрано 18,6 тыс.т нефти, 249,9 тыс.т жидкости, 34,2 млн.м³ газа. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 0,5% и 3,9%. Среднегодовая обводненность – 92,6%, газовый фактор – 22,2 м³/т. Среднегодовой дебит по нефти составил 2,5 т/сут, жидкости 34,3 т/сут. Фонд действующих добывающих скважин составил 19 ед. Скважина №40 была переведена на II объект в середине 2021г.

За **2 мес. 2022г** было добыто 2,3 тыс.т нефти, 34,9 тыс.т жидкости и 0,05 млн.м³ газа, при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов 0,5%, от текущих извлекаемых запасов – 4,0%. Среднегодовая обводненность составила 93,5%. Газовый фактор составил – 22,9 м³/т. Дебит нефти и жидкости составил 2,1 т/сут и 32,8 т/сут соответственно. В добывающем фонде числятся 36 скважины, в действующем фонде – 18 скважины.

За время эксплуатации I эксплуатационного объекта наблюдается снижение среднесуточного дебита с 6,4 т/сут до 2,1 т/сут, рост обводненности, который на дату составления отчета достигает 93,5%. Накопленная добыча нефти по I объекту составила 2770,1 тыс.т, жидкости – 8338,3 тыс.т, газа составляет – 34,3 млн.м³, при этом ГФ – 22,9м³/т. Текущий КИН равен 0,378 д.ед. На рис. 3.2.6 представлена динамика основных показателей разработки I эксплуатационного объекта.

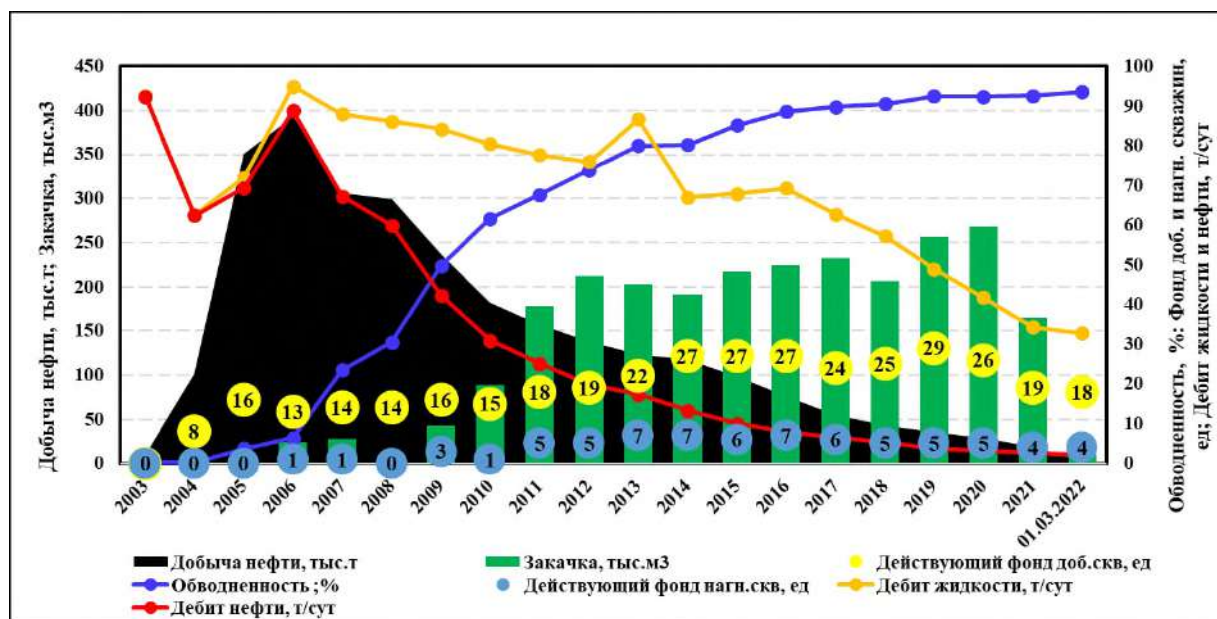


Рис. 3.2.6 - Динамика основных показателей разработки по I объекту

II объект (Горизонт М-II)

Как видно из приведенной динамики показателей разработки (рис.3.2.7), объект в разработку вступил в 2009 году, пик добычи нефти приходится на 2010 год (46,4 тыс.т), за все время разработки фонд добывающих скважин не превышал 3 ед. В настоящее время разрабатывается скважиной №53 на режиме истощения пласта.

За **2018г** годовой отбор нефти составил 2,0 тыс.т, жидкости 37,9 тыс.т, газа 0,05 млн.м³. Обводненность составила 94,8%. Отбор от НИЗ на уровне 65,2%. Среднесуточный

дебит нефти равен 6,3 т/сут, жидкости 121,3 т/сут. Темп отбора от НИЗ – 0,6%, от ТИЗ – 1,6%. Фонд действующих добывающих скважин составил 1 ед.

За **2019г** объем добытой нефти составил 1,7 тыс.т, жидкости 47,7 тыс.т, газа 0,05 млн.м³. Газовый фактор на уровне 28,4%. Среднегодовая обводненность составила 96,5%. Отбор от НИЗ равна 65,7%. Темп отбора от НИЗ составил 0,5%, от ТИЗ – 1,6%. Среднесуточный дебит нефти 4,6 т/сут, жидкости 130,7 т/сут.

За **2020г** было отобрано 1,3 тыс.т нефти, 43,1 тыс.т жидкости, 0,04 млн.м³ газа. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 0,4% и 1,7%. Среднегодовая обводненность – 96,9%, газовый фактор – 28,4 м³/т. Среднегодовой дебит по нефти составил 3,8 т/сут, жидкости 123,4 т/сут.

За **2021г** было отобрано 1,0 тыс.т нефти, 36,9 тыс.т жидкости, 0,03 млн.м³ газа. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 0,3% и 1,7%. Среднегодовая обводненность – 97,2%, газовый фактор – 28,4 м³/т. Среднегодовой дебит по нефти составил 3,0 т/сут, жидкости 107,0 т/сут. Накопленная добыча нефти по II объекту составила 228,9 тыс.т, 854,0 жидкости, 6,6 млн.м³ газа. Текущий КИН равен 0,359 д.ед. Фонд добывающих скважин увеличился за счет перевода скважины №40 из I объекта, однако на дату отчета скважина находится в бездействии.

За **2 мес. 2022г** было отобрано 0,1 тыс.т нефти, 6,3 тыс.т жидкости, 0,003 млн.м³ газа. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 0,03% и 1,7%. Среднегодовая обводненность – 98,4%, газовый фактор – 28,4 м³/т. Среднегодовой дебит по нефти составил 1,8 т/сут, жидкости 112,2 т/сут. Накопленная добыча нефти по II объекту составила 229 тыс.т, 860,3 жидкости, 6,6 млн.м³ газа. Текущий КИН равен 0,359 д.ед. Фонд действующих добывающих скважин составил 1 ед.

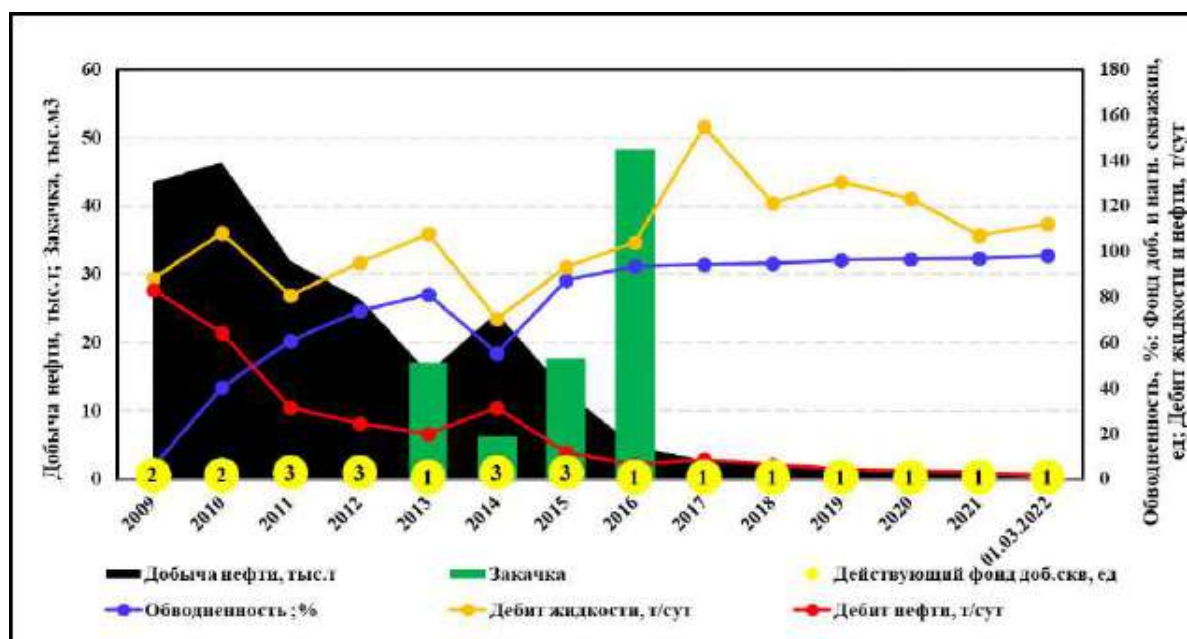


Рис. 3.2.7 - Динамика основных показателей разработки по II объекту

На дату отчета основная доля текущей (94,7%) и накопленной (92,4%) добычи приходится на I объект разработки, который является основным на месторождении и определяет основные тренды по технологическим показателям месторождения.

С пика добыча добычи в 2006г на месторождении наблюдается снижение добычи нефти, при этом ввод новых скважин в эксплуатацию лишь поспособствовало к непродолжительной стабилизации динамики.

По I объекту отмечается рост обводненности в среднем на 2,8% начиная с 2015г. С 2016г на II объекте эксплуатируется одна добывающая скважина, обводненность добываемой продукции которой растет в среднем на 1% в год. Для более полного вовлечения в разработку II объекта рекомендуется использовать фонд добывающих скважин I объекта переводом на II объект после выработки запасов нефти на I объекте.

Месторождение подходит к концу III стадии разработки при отборе от НИЗ 78,4%. Дальнейшее продление жизни месторождения будет зависеть от работ по оздоровлению бездействующего фонда и борьбы с обводненностью, бурения новых скважин и применения потокоотклоняющих или новых других технологий.

Таблица 3.2.6 - Основные технологические показатели в целом по месторождению.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы				
			2018	2019	2020	2021	01.03.2022
1	Добыча нефти	тыс.т	44,7	36,7	30,0	19,6	2,4
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2912,0	2948,7	2978,7	2998,3	3007,1
3	Добыча нефтяного газа	млн.м ³	1,12	0,81	0,70	0,44	0,05
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м ³	38,9	39,7	40,4	40,8	41,1
5	Текущий КИН	доли ед.	0,363	0,368	0,372	0,374	0,375
6	Темп отбора от НИЗ	%	1,2	1,0	0,8	0,5	0,06
7	Темп отбора от ТИЗ	%	4,6	4,0	4,1	4,3	0,3
8	Отбор от НИЗ	%	75,9	76,9	77,7	78,2	78,4
9	Газовый фактор	м ³ /т	25,1	22,1	23,2	22,5	23,1
10	Среднегодовая обводненность	%	90,8	92,8	92,9	93,2	94,3
11	Добыча жидкости	тыс.т	487,9	509,7	420,9	286,8	41,2
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	2613,7	8449,7	8870,5	9157,3	9198,5
13	Закачка рабочего агента (воды)	тыс.м ³	206,8	257,3	268,3	165,3	0,9
14	Накопленная закачка рабочего агента (воды)	тыс.м ³	1939,2	2196,5	2464,8	2630,1	2635,5
15	Компенсация отбора закачкой, текущая	%	38,0	45,5	57,5	52,0	2,0
16	накопленная	%	51,9	21,8	23,3	24,2	24,1
17	Ввод добывающих скважин	ед.	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин	ед.	37	38	38	38	38
20	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	26	30	27	20	19
21	Ввод нагнетательных скважин, ед.	ед.	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0
	из другого фонда	ед.	0	1	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин	ед.	8	9	9	9	9
24	Действующий фонд нагнетательных скв.	ед.	5	5	5	4	4

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы				
			2018	2019	2020	2021	01.03.2022
25	Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти	т/сут	5,5	3,7	3,2	2,6	2,1
26	Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости	т/сут	59,7	52,0	44,7	37,5	36,7
27	Среднесуточная приемистость нагнет. скв.	м³/сут	114,4	142,0	148,1	110,9	3,8
28	Коэффициент эксплуатации добыв. фонда	доли ед.	0,86	0,90	0,92	0,91	0,97
29	Коэффициент эксплуатации нагн. фонда	доли ед.	0,99	0,99	0,99	0,94	0,98
30	Коэффициент использования добыв. фонда	доли ед.	0,70	0,79	0,71	0,53	0,50
31	Коэффициент использования нагн. фонда	доли ед.	0,63	0,56	0,56	0,44	0,44

Таблица 3.2.7 - Основные технологические показатели по I объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы				
			2018	2019	2020	2021	01.03.2022
1	Добыча нефти	тыс.т	42,7	35,0	28,7	18,6	2,3
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2685,6	2720,6	2749,3	2767,9	2770,1
3	Добыча нефтяного газа	млн.м³	1,07	0,76	0,66	0,41	0,05
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м³	32,4	33,2	33,8	34,2	34,3
5	Текущий КИН	доли ед.	0,367	0,372	0,375	0,378	0,378
6	Темп отбора от НИЗ	%	1,2	1,0	0,8	0,5	0,5
7	Темп отбора от ТИЗ	%	5,1	4,4	3,8	3,9	4,0
8	Отбор от НИЗ	%	77,1	78,1	78,9	79,4	79,5
9	Газовый фактор	м³/т	25,0	21,8	23,0	22,2	22,9
10	Среднегодовая обводненность	%	90,5	92,4	92,4	92,6	93,5
11	Добыча жидкости	тыс.т	450,1	462,0	377,8	249,9	34,9
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	7213,6	7675,6	8053,4	8303,3	8338,3
13	Закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	206,8	257,3	268,3	165,3	0,9
14	Накопленная закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	1887,4	2144,7	2413,0	2578,3	2579,2
15	Компенсация отбора закачкой, текущая	%	42,2	51,4	65,5	61,1	2,4
16	накопленная	%	22,3	23,9	25,7	26,7	26,6
17	Ввод добывающих скважин	ед.	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	1	0
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин	ед.	36	37	37	36	36
20	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	25	29	26	19	18
21	Ввод нагнетательных скважин, ед.	ед.	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0
	из другого фонда	ед.	0	1	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин	ед.	8	9	9	9	9
24	Действующий фонд нагнетательных скв.	ед.	5	5	5	4	4
25	Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти	т/сут	5,4	3,7	3,2	2,5	2,1
26	Среднесуточный дебит 1 скв. по жидкости	т/сут	57,2	48,9	41,7	34,3	32,8
27	Среднесуточная приемистость нагнет. скв.	м³/сут	114,4	142,0	148,1	110,9	3,8
28	Коэффициент эксплуатации добыв. фонда	доли ед.	0,86	0,89	0,92	0,90	0,98
29	Коэффициент эксплуатации нагн. фонда	доли ед.	0,99	0,99	0,99	0,94	0,98

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы				
			2018	2019	2020	2021	01.03.2022
30	Коэффициент использования добыв. фонда	доли ед.	0,69	0,78	0,70	0,53	0,50
31	Коэффициент использования нагн. фонда	доли ед.	0,63	0,56	0,56	0,44	0,44

Таблица 3.2.8 - Основные технологические показатели по II объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы				
			2018	2019	2020	2021	01.03.2022
1	Добыча нефти	тыс.т	2,0	1,7	1,3	1,0	0,1
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	224,9	226,6	227,9	228,9	229,0
3	Добыча нефтяного газа	млн.м ³	0,06	0,05	0,04	0,03	0,003
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м ³	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6
5	Текущий КИН	доли ед.	0,353	0,355	0,357	0,359	0,359
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,6	0,5	0,4	0,3	0,03
7	Темп отбора от ТИЗ	%	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7
8	Отбор от НИЗ	%	65,2	65,7	66,1	66,4	66,4
9	Газовый фактор	м ³ /т	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4
10	Среднегодовая обводненность	%	94,8	96,5	96,9	97,2	98,4
11	Добыча жидкости	тыс.т	37,9	47,7	43,1	36,9	6,3
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	726,3	774,0	817,1	854,0	860,3
13	Закачка рабочего агента (воды)	тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (воды)	тыс.м ³	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
15	Компенсация отбора закачкой, текущая	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	накопленная	%	5,9	5,6	5,3	5,1	5,0
17	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	1	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	2	2
20	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1
21	Ввод нагнетательных скважин, ед.	ед.	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0
	из другого фонда	ед.	0	0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
24	Действующий фонд нагнетательных скв.	ед.	0	0	0	0	0
25	Среднесуточный дебит 1 скважины по нефти	т/сут	6,3	4,6	3,8	3,0	1,8
26	Среднесуточный дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	121,3	130,7	123,4	107,0	112,2
27	Среднесуточная приемистость нагнет. скв.	м ³ /сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Коэффициент эксплуатации добыв. фонда	доли ед.	0,855	1,00	0,96	0,95	0,95
29	Коэффициент эксплуатации нагн. фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Коэффициент использования добыв. фонда	доли ед.	1,00	1,00	1,00	0,50	0,50
31	Коэффициент использования нагн. фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Характеристика закачки воды

На месторождении ППД начато в 2006г скважиной №27 на I объекте и в 2013г скважиной №26 на II объекте разработки.

В настоящее время на месторождении числятся 9 нагнетательных скважин, все сосредоточены на I объекте. В качестве рабочего агента используется попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества.

I объект. На дату отчета закачка воды ведется 4 нагнетательными скважинами с внутриконтурным заводнением. За анализируемый период пик закачиваемого объема приходится на 2020 год, который составил 268,3 тыс. м³, приемистость – 148,1 м³/сут. За 2021 года закачено 165,3 тыс.м³ при приемистости 110,9 м³/сут, текущая компенсация отборов составила 61,1%. Накопленная закачка составила 2578,3 тыс.м³ воды, накопленная компенсация отбора – 26,7%.

На рисунке 3.2.8 приводится распределение годовой и накопленной закачки воды по скважинам, где видно наиболее высокими значениями накопленной закачки характеризуются скважины №№14, 27, на долю которых приходится 45% всей нагнетаемой воды. За первые два месяца 2022 года максимальный объем закачки приходится на долю скважины №7 (291м³ воды или 32%).

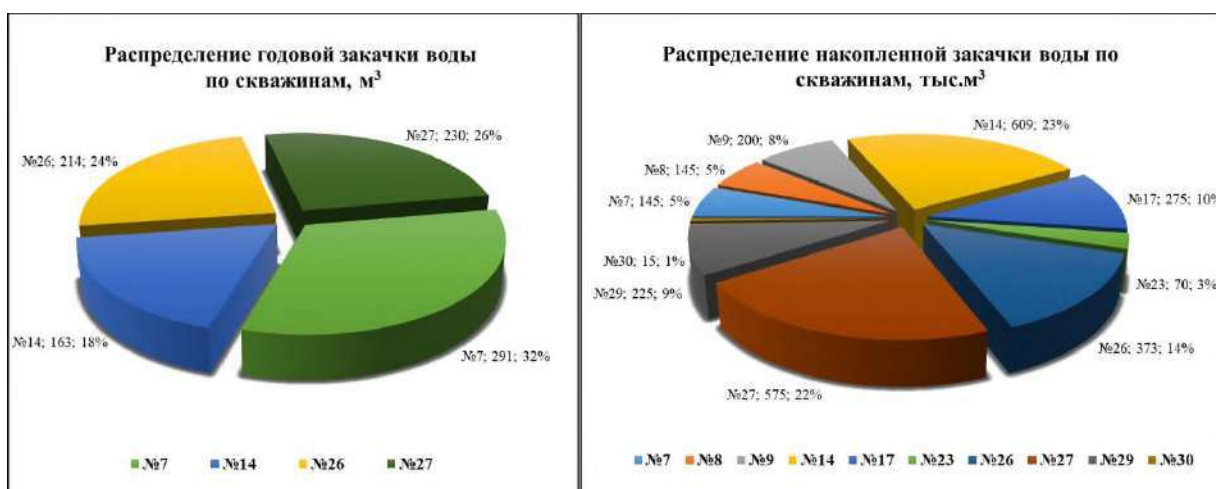


Рис. 3.2.8 - Распределение годовой и накопленной закачки воды по скважинам

В таблицах 3.2.9-3.2.10 приведены динамики устьевых давлений и показатели работы нагнетательных скважин, где видно, что при одинаковых значениях $P_{уст}$ скважины принимают по-разному: при $P_{уст}=5,0-6,5$ МПа, в скважине №27 приемистость составила 129 м³/сут, в скважине №26 – 102 м³/сут, $P_{уст}=3,0$ МПа, в скважине №7 – 124 м³/сут, в №14 – 125 м³/сут.

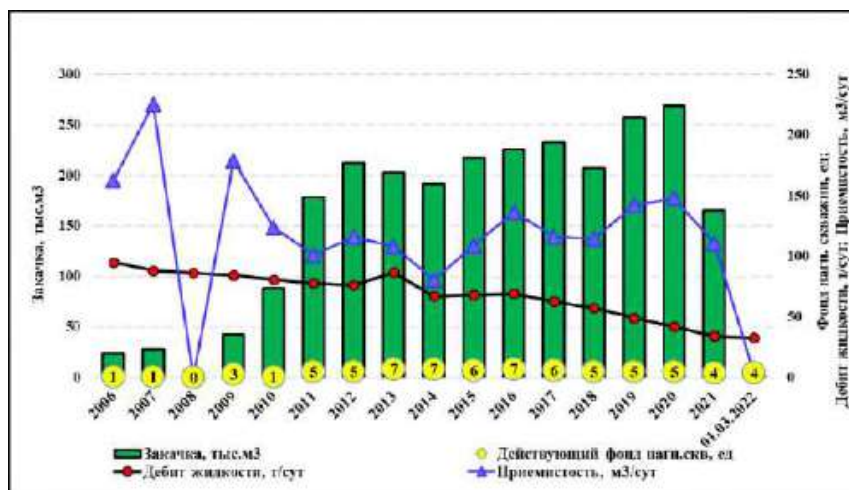


Рис. 3.2.9 – Закачка воды на I объекте

В феврале 2019г было проведено исследование по определению профиля поглощения в нагнетательной скважине №14. Согласно результатам, из трех перфорированных интервалов закачки 77% и 23% закаченного объема уходят на первые 2 интервала (рис. 3.2.15). Данные результаты и что при одинаковых значениях $P_{уст}$ скважины принимают по-разному что указывает на пласт, характеризующийся высокой зональной неоднородностью по значениям проницаемости.

На рисунках 3.2.11-3.2.14 приведено влияние производимой закачки нагнетательных скважин на динамику ежемесячной добычи реагирующих скважин.

Как видно из представленных динамик, производимая закачка влияет на отборы жидкости, однако особо положительного влияния в виде увеличения среднесуточных дебитов нефти не оказывает. При этом, надо отметить, что обводнение скважин происходит задолго до начала организации системы ППД. Безводный период скважин продолжался недолго, от 2 до 5 месяцев, с последующим интенсивным увеличением обводненности, в результате возникновения «языков» обводнения. С внедрением системы ППД ситуация лишь усугубляется, так как пласт по проницаемости характеризуется высокой послойной неоднородностью, и соответственно с переводом скважин под нагнетание, находящихся внутри контура нефтеносности равномерного вытеснения нефти водой не происходит, а закачиваемая вода прорывается через высокопроницаемые пропластки, вследствие чего в добывающих скважинах наблюдается снижение коэффициента продуктивности, вплоть до остановки в результате 100% обводнения. Однако стоит отметить, положительное влияние системы ППД на энергетическое состояние залежи I объекта. С началом закачки на I объекте выросло среднее пластовое давление, также характер изменения пластового давления значительно зависит от объемов закачки.

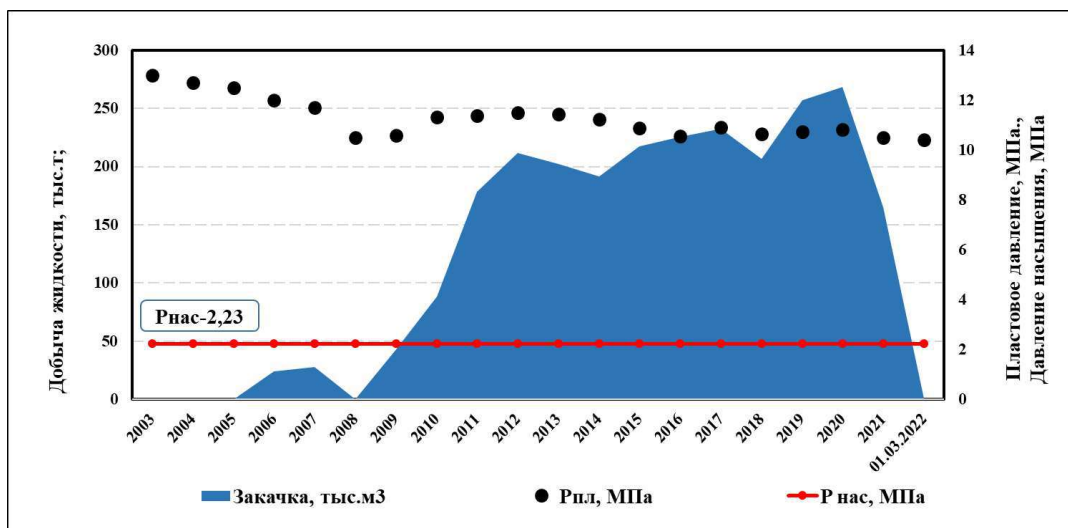


Рис. 3.2.10 – Динамика пластового давления I объекта

Как видно из рисунка 3.2.9 по сравнению с 2016г, количество действующих скважин уменьшилось и при этом уровень закачки увеличился. При текущей ситуации с обводненностью увеличение приемистости по скважинам является необоснованным. Компенсацию добытого объема жидкости необходимо достигать за счёт равномерного охвата площади с большим количеством нагнетательных скважин и уменьшение их приёмистости при сохранении объемов закачки.

II объект. В период с 2013 по 2016 год поддержание пластового давления на II объекте осуществлялось одной скважиной №26 переведенная под одновременно-раздельную закачку. На 01.03.2022г нагнетательные скважины на II объекте отсутствуют, накопленная закачка равна 51,80 тыс.м³.

Таблица 3.2.9 - Динамика давления закачки на устье скважин

№№ п/п	№скв.	Интервал перфорации, м	Год / Давление на устье скважин, МПа								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	01.03.2022
1	7	1247,5-1254,5, 1287-1292	-	-	-	-	-	6,8	3,0	3,0	3,3
2	8	1269-1274	5	4,2	5	-	-	-	-	-	-
3	9	1271-1275	-	-	1,5	1,5	4,3	6,1	3,0	0,9	0,0
4	14	1247-1256	4,1	5,2	5,5	2,8	2,5	4,5	3,0	3,0	3,6
5	17	1260-1266	4	3,4	7,1	3	3,8	6,6	-	-	-
6	23	1255-1259	5	6,1	7,2	6,5	-	-	-	-	-
7	26	1257-1263	4,3	2,9	10	5,2	2	4,3	6,0	6,5	7,0
8	27	1263-1270	4,7	3,3	8,4	7	6,8	7,5	4,7	5,0	4,1
9	29	1265-1270	5,1	5,5	6	-	-	-	-	-	-

Таблица 3.2.10 - Показатели работы нагнетательных скважин

№ скв.	Инт. перф, м	2018			2019			2020			2021			01.03.2022		
		Vзак, тыс.м³	Траб, сут.	Qзак, м³/сут	Vзак, тыс.м⁴	Траб, сут.	Qзак, м³/сут	Vзак, тыс.м⁴	Траб, сут.	Qзак, м³/сут	Vзак, тыс.м⁴	Траб, сут.	Qзак, м³/сут	Vзак, тыс.м⁵	Траб, сут.	Qзак, м³/сут
7	1269-1273	-	-	-	33,0	165	199,8	72,7	364	199,8	38,6	312	123,8	0,3	59	4,9
8	1269-1274	-	-	-	-	-	-	0,0	0	-	0,0	0	-	0,0	0	-
9	1271-1275	21,8	362	60,1	42,1	361	116,5	39,9	365	109,3	15,1	240	62,9	0,0	0	-
14	1247-1256	59,8	363	164,7	65,3	365	179,0	53,1	365	145,5	39,1	313	125,0	0,2	59	2,8
17	1260-1266	49,6	359	138,0	15,8	191	82,7	0,0	0	-	0,0	0	-	0,0	0	-
23	1255-1259	-	-	-	-	-	-	0,0	0	-	0,0	0	-	0,0	0	-
26	1257-1263	36,4	361	100,9	47,1	365	129,1	37,2	353	105,4	32,0	313	102,2	0,2	59	3,6
27	1263-1270	39,2	363	108,1	54,0	365	148,0	65,4	365	179,2	40,5	313	129,4	0,2	59	3,9
29	1265-1270	-	-	-	-	-	-	0,0	0	-	0,0	0	-	0,0	0	-
Всего		206,8	1808,0	114,4	257,3	1647,0	156,2	268,3	1448,0	185,3	165,3	1179,0	140,2	0,9	177,0	5,1

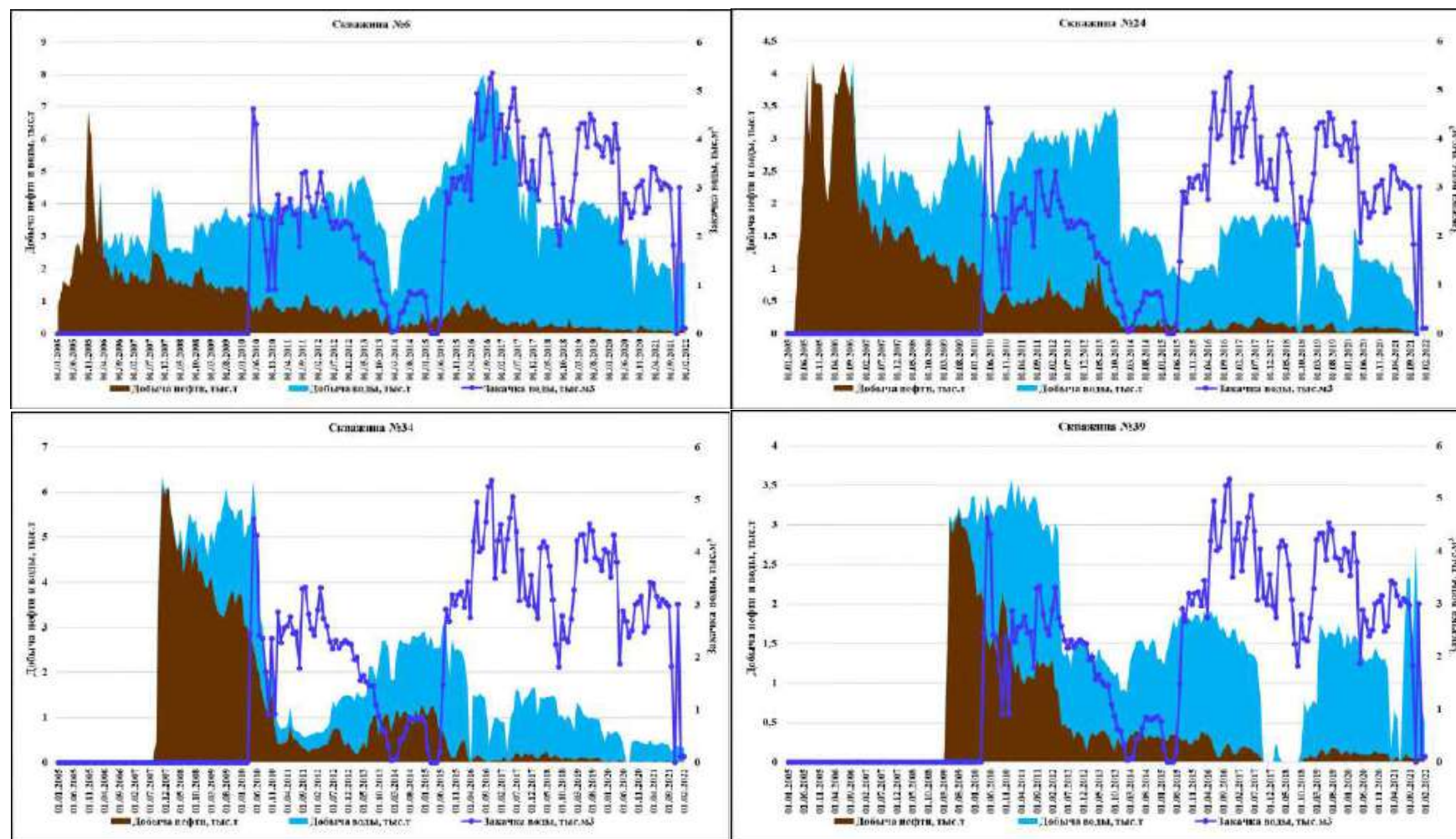


Рис. 3.2.11 - Зависимость ежемесячной добычи скважин №№6, 24, 34, 39 от закачки по скважине №14

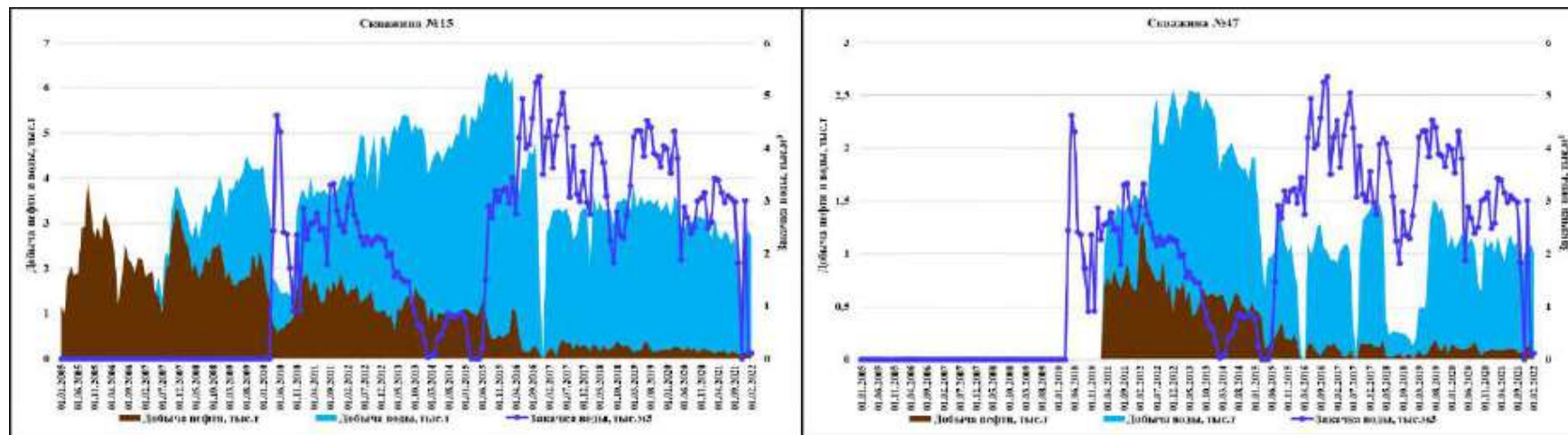


Рис.3.2.12 - Зависимость ежемесячной добычи скважин №№15, 47 от закачки по скважине №9

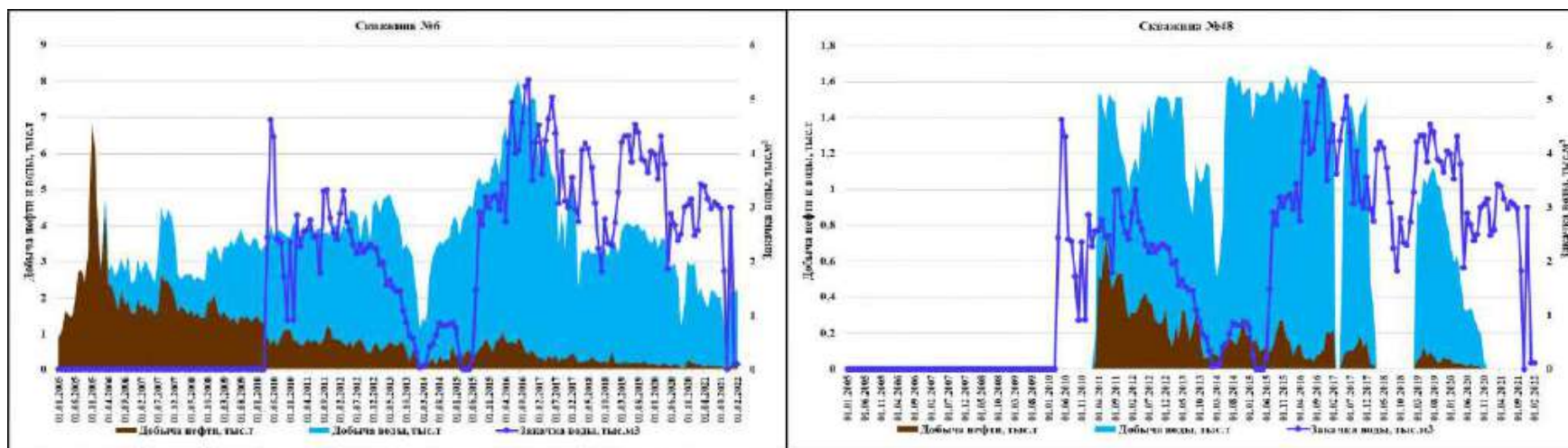


Рис.3.2.13 - Зависимость ежемесячной добычи скважин №№6, 48 от закачки по скважине №26

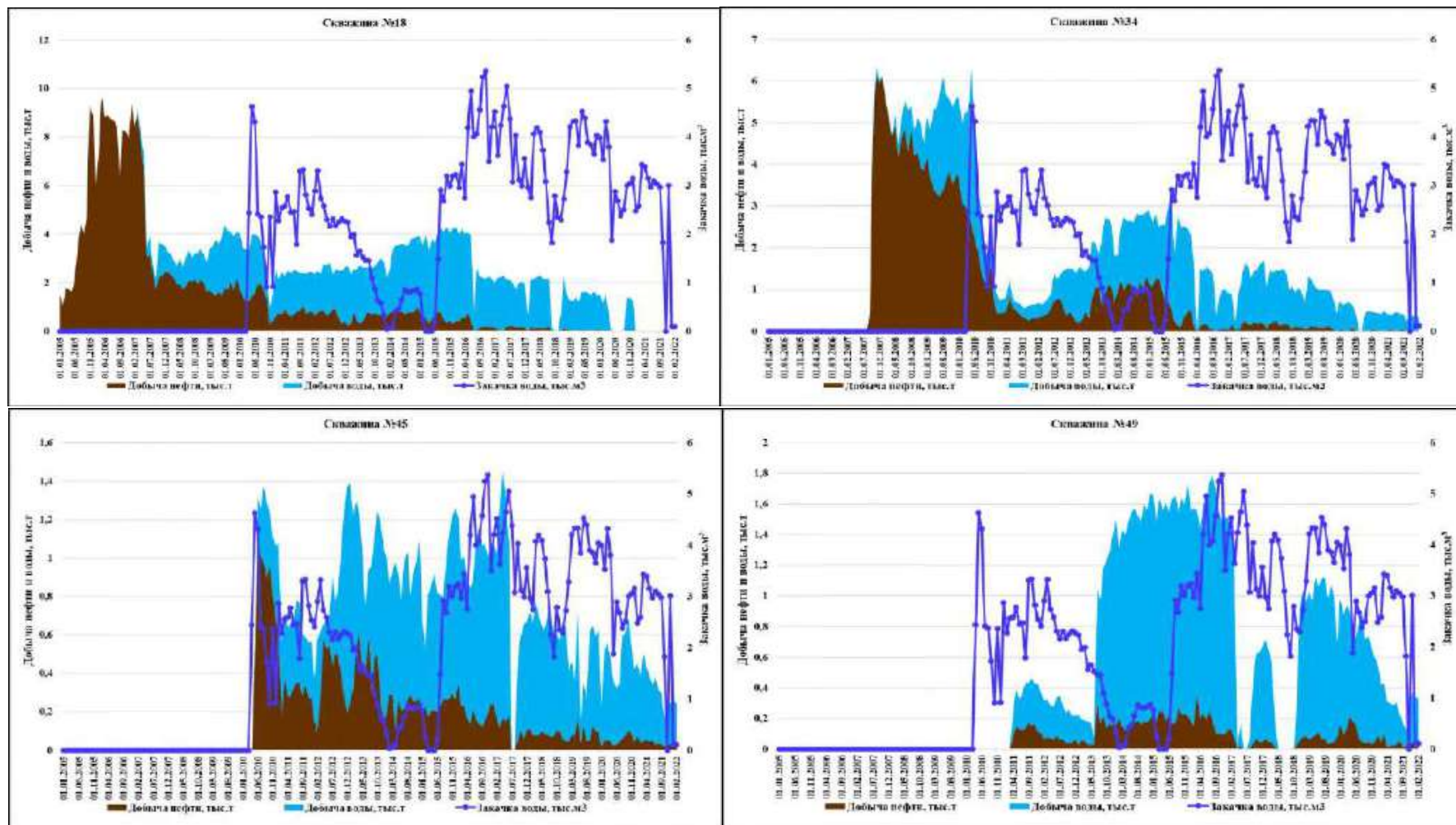


Рис. 3.2.14 - Зависимость ежемесячной добычи скважин №№18, 34, 45, 49 от закачки по скважине №27

В феврале 2019г было проведено снятие профиля поглощения по №14 скважине и проведена интерпретация данных исследования. В исследовании были применены приборы запоминающего типа с 7 параметрами канадской компании «LeeSpecialties». Для интерпретации и обработки данных ГИС применяется программа «WATCH», разработанная «Китайской нефтяной Академией». Для примера рассмотрим подробный анализ и оценку результатов снятия профиля поглощения на скважине №14 (рис.3.2.15).

1) Сверки кривой глубиной:

Поскольку LAS файл на данной скважине не предоставляется, она корректируется путем сравнения кривой GR на карте интерпретации каротажа в открытой скважине. После сверки глубиной, кривая фиксатора соответствует интервалу перфорации, т.е., не было ошибки в перфорации.

2) Анализ на жидкостное состояние флюида в стволе:

Выше 1247м не было аномального изменения температуры, это отражает температуру закаченной воды;

После входа в слой перфорации кривая температуры быстро возрастает, показывая, что секция перфорации поглощает воду из измеренного потока. С точки зрения кривой, кривая потока начинает вращаться ниже 1220 м. В сочетании с кривой CCL определяется, что раструб трубопровода расположен на 1220,56 м. Каждая кривая скорости потока изменилась на 1230м и вернулась к норме, что указывает на уменьшение диаметра обсадной трубы около 1230м. Кривая расхода быстро снижается в интервале 1247-1250,5 м. Этот участок качественно оценивается как основной участок водопоглощения, и в основном не поглощает воду ниже 1250,5 м. С учетом всех анализов вывод в нижеследующем:

Интервал 1248-1250,5м является главным интервалом поглощения, абсолютный объем закачки воды 102,93 м³/сут, относительный объем закачки воды 76,77%.

Интервал 1247-1248м является вторичным интервалом поглощения, абсолютный объем закачки воды 31,14 м³/сут, относительный объем закачки воды 23,23%.

Интервал 1250,5-1256,0м не поглощает воду, абсолютный объем закачки воды 0 м³/сутки, относительный объем закачки воды 0%.

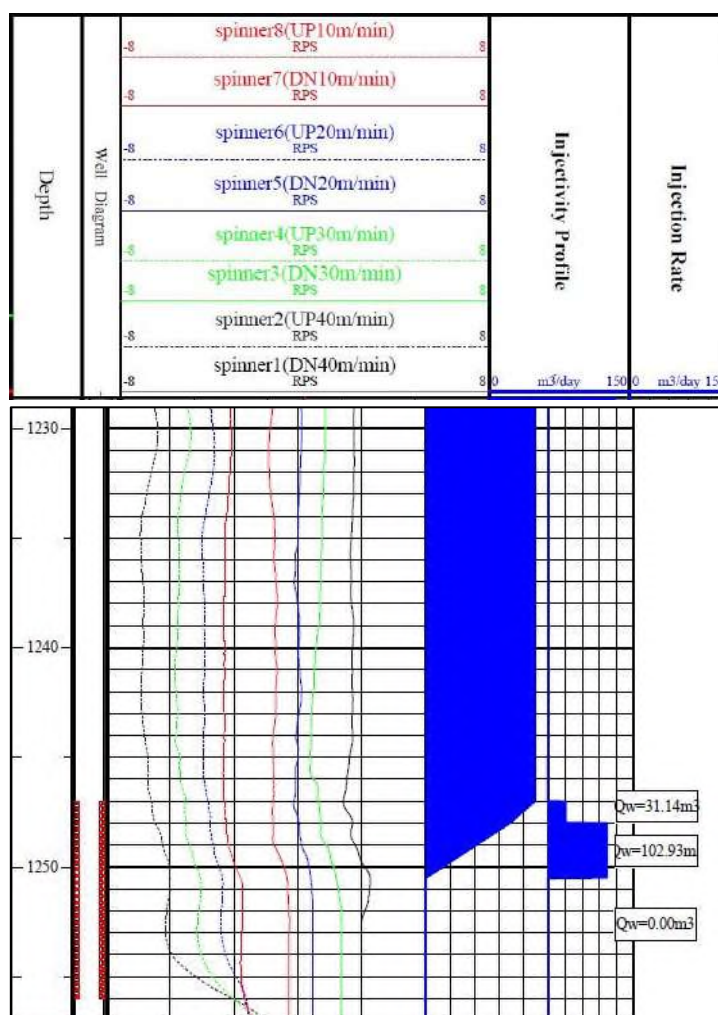


Рис. 3.2.15 - Результат профиля поглощения в нагнетательной скважине №14

На дату отчета основная доля текущей и накопленной добычи приходится на I объект разработки, который разрабатывается ППД внутриконтурной закачкой воды. В нагнетательном фонде находятся 9 ед, из них 4 ед. действующие.

Реализация ППД в основном осложнена зональной и послойной неоднородностью пласта, из-за чего с переводом скважин под нагнетание, находящихся внутри контура нефтеносности равномерного вытеснения нефти водой не происходит, а закачиваемая вода прорывается через высокопроницаемые пропластки. Однако отмечается положительное влияние системы ППД на энергетическое состояние залежи I объекта. Эффективная система ППД должна обеспечивать равномерное вытеснение и поддержку энергетического состояния объекта, в целом система ППД на месторождении Блиновское характеризуется как недостаточно эффективная.

По динамике работы добывающих скважин I объекта, реагирующих на нагнетательные можно сделать вывод, что производимая закачка особого положительного влияния в виде увеличения среднесуточных дебитов нефти не оказывает.

Компенсацию добытого объема жидкости необходимо достигать за счёт равномерного охвата площади с большим количеством нагнетательных скважин и

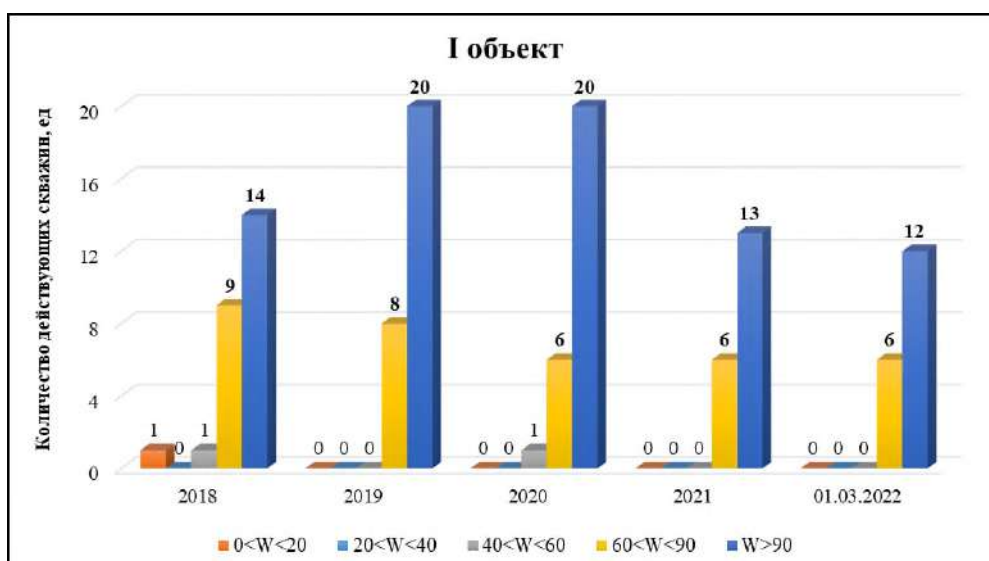
уменьшение их приёмистости при сохранении объемов закачки. Поэтому рекомендуется вывести скважины нагнетательного фонда из бездействия и уменьшить приемистость по скважинам.

Также в дальнейшем рекомендуется выполнить работы по определению профилей поглощения остальных нагнетательных скважин и профилей добычи, реагирующих добывающих для определения интервалов для изоляции и определения более детальной проработки стратегии заводнения. Рекомендуется рассмотреть потокоотклоняющие технологии для выравнивания профиля поглощения и более эффективного процесса вытеснения нефти. В дальнейшем рекомендуется продолжить проводить замеры пластового давления по добывающему и нагнетательному фонду согласно проекту и ЕПРКИН для эффективного контроля разработки залежи, своевременного принятия мер по повышению эффективности ППД.

Характеристика обводненности продукции

В настоящее время все скважины действующего фонда работают с водой. Текущая обводненность скважин на 01.03.2022г варьирует от 61,1% (скв. №43) до 98,5% (скв. №53), в среднем составляя 89,1%.

Ниже на рис. 3.2.16 представлена динамика распределения действующего фонда скважин по обводненности по объектам разработки. Анализ показателей эксплуатации скважин позволил условно распределить добывающие скважины месторождения по текущей обводненности на несколько групп. За последние 5 лет количество действующих скважин, эксплуатирующийся с обводненностью от 60% до 90% сократилось, следовательно, увеличилось количество скважин с обводненностью более 90%.



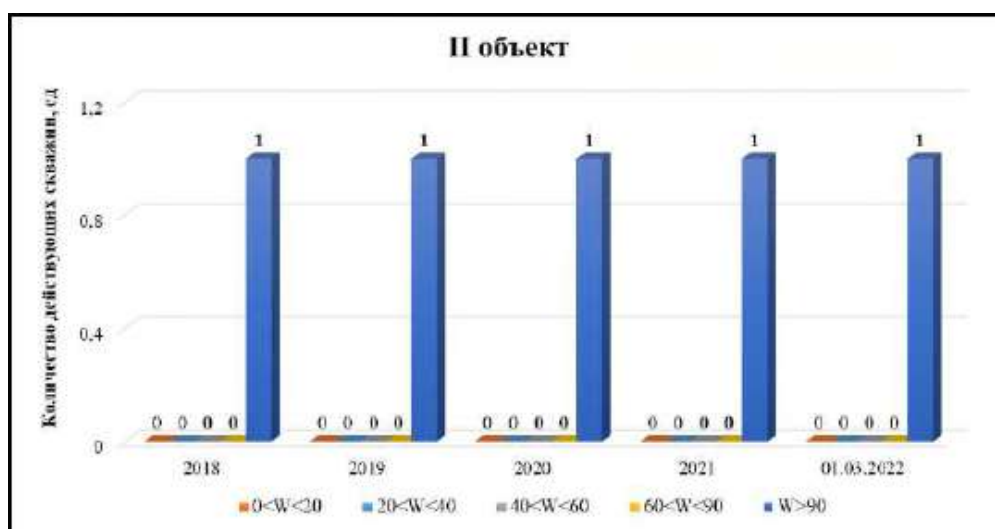


Рис. 3.2.16 - Динамика распределения действующего фонда скважин по обводненности по объектам

В марте 2020г в добывающей скважине №34 в интервале 1233-1239м, 1245-1246м проведено исследование снятия профиля притока (рис.3.2.17).

1) Сверки кривой глубиной

В соответствии с полученными диаграммами ГК и ГК и глубиной башмака, было проведено корректирование глубины в диаграмме ГИС. После сверки глубиной, кривая фиксатора правильно соответствует интервалу перфорации.

2) Анализ на жидкостное состояние флюида в стволе:

Изменение температуры в стволе не очевидное, считается это совпадает с градиентом изменения температуры пласта. Согласно кривой содержания воды, динамический уровень жидкости находится на 29м.

Согласно кривой температуры в стволе, в интервале не существует перетока и утечки. Интервал 1233-1239м является главным интервалом притока, дебит жидкости 21,22 м³/сут., дебит нефти - 2,70 м³/сут., обводненность - 87,3%.

Из интервала 1245-1246м получили незначительный приток нефти, который составил 0,3м³/сут., дебит жидкости – 2,0 м³/сут, обводненность – 86,1%.

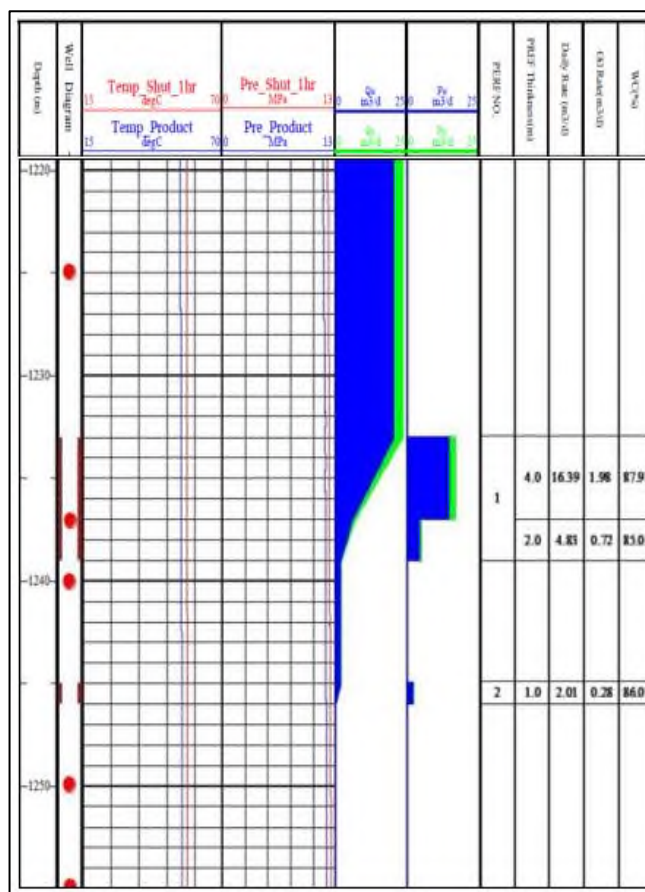


Рис. 3.2.17 - Результат профиля притока добывающей скважины №34

Сравнение проектных и фактических показателей

Как уже описано выше, в настоящее время действующим проектом является «Уточненный проект разработки месторождения Блиновское», в ходе реализации которого из-за расхождения проектных и фактических данных по добыче и бурению показатели разработки уточнялись в рамках «Анализа разработки – 2020г.» на 2020-2022гг. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки приведены в таблицах 3.2.11-3.2.13.

В целом по месторождению

В 2018г фактический годовой объем добытой нефти и газа был равен 44,7 тыс.т. и 1,12 соответственно, что ниже проектных значений (51,4 тыс.т нефти и 1,57 млн.м³ газа). Добыча жидкости составила 487,9 тыс.т, по проекту – 546,1 тыс.т. Среднегодовая обводненность продукции на уровне проектного 90,8%. Фактический среднесуточный дебит добывающих скважин по нефти составил 5,5 т/сут, по жидкости 59,7 т/сут, значения которых ниже проектных значений 5,9 т/сут по нефти и выше 45,0 т/сут по жидкости. Фонд добывающих скважин составил 37 ед., из них действующих скважин – 26 ед.

За 2019г было отобрано 36,7 тыс.т нефти, что ниже на 24,2% от проектных показателей (48,4 тыс.т), жидкости добыто больше 509,7 тыс.т., запроектированного

значения 500,3 тыс.т, добыча газа ниже – 0,81 млн.м³, проектного уровня – 1,47 млн.м³. Среднесуточные дебиты нефти и жидкости по проекту составили 5,8 и 42,4 т/сут соответственно. Фактические дебит нефти ниже проектных и составили 3,7 т/сут, жидкости больше на (18%) 51,9 т/сут. Фонд действующих скважин больше по сравнению с предыдущим годом и составил 30 ед., в результате ввода из бездействия двух (№12, 19, 56) из простаивающей одной (№48) скважины. Недостижение запроектированных значений уровня добычи нефти обуславливается низким значением, чем по проекту дебитом нефти по переходящим скважинам, роста обводненности 92,9%, меньшим фондом добывающих скважин.

Таким образом, за 2018-2019гг. при практически одинаковых значениях дебитов нефти, отставание по добыче от 13% и выше, что указывает на неэффективность реализуемой системы разработки, по нижеследующим причинам:

1- отсутствие добычи из новых скважин. По проекту добыча из новых скважин в 2019г. обеспечит 5% годовой добычи. По факту мероприятия по бурению реализована, но при этом, пробуренные скважины в эксплуатацию не вступали;

2- отставание по действующему фонду добывающих скважин. Отставание от проекта объясняется малым количеством проводимых ГТМ по оздоровлению фонда и отсутствием исследований, направленных на определение потенциала работающих интервалов (в том числе профиля притока, остаточной нефтенасыщенности) по результатам которых должны проводиться ремонтно-изоляционные работы. В настоящее время на месторождении подобные мероприятия с применением новых технологии применяются в нагнетательных скважинах, тем не менее, охват фонда низок, вследствие чего восстановление приемистости нагнетательных скважин на общую динамику добычи никак не отражается;

3- низкие значения коэффициентов использования фонда и эксплуатации добывающих скважин. В 2018г. данные коэффициенты отстают от проектных значений на 28% и 11%, в 2019г. на 21% и 1% соответственно. Низкие значения коэффициента эксплуатации скважин связано с частыми остановками скважин по причине высокой обводненности и низкого уровня Ндин, при этом проводимые мероприятия по реперфорации и вызов притока азотом не всегда дают положительный эффект, вследствие чего межремонтный период краток.

За 2020г согласно уточненным показателям в рамках АР-2020г предполагалось добыть 30,1 тыс.т нефти и 470,5 тыс.т жидкости при среднесуточном дебите скважин 3,3 т/сут по нефти и 51,1 т/сут по жидкости. Обводненность по проекту – 93,6%. Фактически, добыча нефти составила 30,0 тыс.т и 420,9 тыс.т жидкости при среднесуточных дебитах 3,2

т/сут по нефти и 44,7 т/сут по жидкости. Текущие показатели по добыче нефти и жидкости соответствуют проектным значениям, при небольшом отставании дебитов (на 3% и 12,4% соответственно) и действующего фонда добывающих скважин на конец года (27 ед. при проекте 31 ед.), что в свою очередь было достигнуто благодаря высокому фактическому значению коэффициента эксплуатации, который составил 0,9 д.ед.

В 2021г согласно АР-2020г эксплуатация предусмотрена по 37 скважинам, фактически фонд действующих скважин составил 20 ед. Отобрано 19,6 тыс.т нефти, что в 1,3 раза отстает от проектного значения 25,9 тыс.т. Добыча жидкости при этом ниже проектного значения 459,9 тыс.т и составляет 286,8 тыс.т. Среднегодовая обводненность составила 93,2% что на уровне проектного значения. Фактическая добыча газа составила 0,44 млн.м³, против проектной 0,63 млн.м³. Газовый фактор составил 22,5 м³/т, против проектного 24,2 м³/т. Среднесуточный дебит нефти и жидкости по проекту составляет 2,6 и 46,8 т/сут соответственно. Фактические дебиты нефти на уровне проектных и составили 2,6 т/сут, по жидкости – 37,5 т/сут, при этом отставание по добыче связано с низкими значениями коэффициентов эксплуатации скважин и использования фонда.

По проекту АР-2020г за 2022г добыча нефти составит 23,4 тыс.т нефти, 443,7 тыс.т жидкости, 0,57 млн.м³ газа. Фактически за 2 месяца 2022г добыто 2,4 тыс.т нефти, 41,2 тыс.т жидкости и 0,05 млн.м³ растворенного газа. Среднесуточные дебиты по нефти составили 2,1 т/сут, по жидкости 36,7 т/сут, вместо проектных 2,5 т/сут и 46,4 т/сут соответственно. Обводненность достигла 94,3% вместо проектного 94,7%. Текущий КИН составил 0,375 д.ед, по проекту 0,378 д.ед. При сохранении режимов и показателей эксплуатации скважин на конец года ожидается достижение проектных значений по добыче.

Далее приводится динамика и сопоставление проектных и фактических показателей разработки по объектам.

I объект (Горизонт М-I)

После «УПР-2018г» в 2019г была пробурена новая оценочная скважина №64. В результате испытания за 3 месяца было добыто 0,716 тыс.т нефти, 0,870 тыс.т жидкости, 0,003 млн.м³ растворённого газа.

По I объекту в 2018г добыча нефти отстает от проектного на 14% или 42,7 тыс.т, по проекту – 50,1 тыс.т, по газу составил 1,07 млн.м³, что меньше проектного – 1,51 млн.м³. Добыча жидкости составила 450,1 тыс.т, что ниже проектного 519,9 тыс.т. Текущий коэффициент извлечения нефти равен проектному и составил 0,367 д.ед, при проектном 0,368 д.ед. Темп отбора от НИЗ – 1,2%, от ТИЗ – 5,1%, при проектных 1,4% и 6,0% соответственно. Фактический среднесуточный дебит нефти на уровне проектного 5,4т/сут, по жидкости составил 57,2 т/сут, что выше проектного - 56,4 т/сут. Фонд действующих

скважин 25 ед., вместо проектных 36 ед., по причине бездействия скважин из-за высокой обводненности. Фонд нагнетательных скважин – 8 ед., из них действующие – 5 ед.

В 2019г добыча нефти составила 35,0 тыс.т, что меньше проектного на 26% (47,2 тыс.т). Годовая добыча жидкости составила 462,0 тыс.т при проектном 477,5 тыс.т, отличаясь на 3,2 %, обводненность продукции скважин при этом равна 92,4 % и почти на уровне проекта (90,1 %), отличается на 2,3 %. Годовая добыча газа ниже проектного уровня 1,43 млн.м³ и составляет - 0,76 млн.м³. По сравнению с 2018г фонд действующих скважин увеличился – 29 ед., в результате ввода из бездействия двух (№12, 56), из простоя одной скважины (№48). Фонд нагнетательных скважин увеличился на одну единицу, в результате ввода из консервации скважины №7 и составил 9 ед., из них в действующем фонде – 5 ед. Фактический дебит нефти составил 3,7 т/сут, жидкости – 48,9 т/сут, по проекту 5,4т/сут и 54,0 т/сут соответственно.

За 2020г согласно уточненным показателям в рамках АР-2020г предполагалось добыть 28,9 тыс.т нефти и 431,9 тыс.т жидкости при среднесуточном дебите скважин 3,2 т/сут по нефти и 48,5 т/сут по жидкости. Обводненность по проекту – 93%. Фактически, добыча нефти составила 28,7 тыс.т и 377,8 тыс.т жидкости при среднесуточных дебитах 3,2 т/сут по нефти и 41,7 т/сут по жидкости. В сравнении с предыдущим годом в бездействие были выведены 3 скважины, в результате чего действующий фонд составил 26 ед. Среднесуточные дебиты нефти, как и добыча на уровне проектных значений.

В 2021г проектная добыча нефти согласно АР-2020г составит 24,9 тыс.т нефти, 424 тыс.т жидкости, 0,60 млн.м³ газа. За 2021г всего добыто 18,6 тыс.т. нефти и 249,9 тыс.т. жидкости, 0,41 млн.м³ растворённого газа. Скважина №40 была переведена на II объект в середине 2021г. Фонд добывающих скважин составил 36 ед., при идентичном проектном значении, действующий фонд составил 19 ед. Среднесуточные дебиты составили: нефти – 2,5 т/сут, жидкости – 34,3 т/сут, по проекту – 2,6 т/сут, нефти 44,1 т/сут жидкости. Текущий КИН – 0,378 д.ед, по проекту – 0,379д.ед.

За 2022г запланировано добыть 22,5 тыс.т нефти и 406,7 тыс.т жидкости при среднесуточном дебите скважин 2,4 т/сут по нефти и 43,9 т/сут по жидкости. Обводненность – 95%. Фактически за 2 месяца добыча нефти составила 2,3 тыс.т и 34,9 тыс.т жидкости при дебитах 2,1 т/сут по нефти и 32,8 т/сут по жидкости. Обводненность ниже проекта на 1,02% и составила 93,5%. При сохранении режимов и показателей эксплуатации скважин на конец года ожидается достижение проектных значений по добыче. По объекту накопленная добыча нефти составила: 2770,1 тыс.т нефти, 8338,3 тыс.т жидкости, 34,3 млн.м³ растворенного газа. Выработанность извлекаемых запасов составила 79,5%, текущая обводненность – 93,5%.

II объект (Горизонт М-II)

За **2018г** объем добытой нефти по II объекту превышает (2,0 тыс.т), запроектированного уровня - 1,3 тыс.т. Годовая добыча газа на уровне проектного и составила 0,06 млн.м³, по проекту – 0,05 д.ед. Текущий коэффициент нефти составил 0,353 д.ед, по проекту – 0,350 д.ед. Фактический среднесуточный дебит нефти составил 6,3 т/сут, по жидкости 121,3 т/сут, что превышает проектные 3,3 т/сут и 68,0 т/сут соответственно. Фонд добывающих скважин соответствует проектному и составил 1 ед.

В **2019г** фактическая годовая добыча составила: нефти – 1,7 тыс.т, жидкости 47,7 тыс.т, по проекту нефти – 1,2 тыс.т, жидкости - 22,8 тыс.т. Добыча газа на уровне проектного и составила 0,05 млн.м³ (0,05 млн.м³). Превышение добычи нефти связано с высокими фактическими значениями, который составил– 4,6 т/сут, по проекту – 3,1 т/сут. Текущий КИН на уровне проектного значения и составляет 0,355 д.ед. при проектном 0,352 д.ед. Среднегодовая обводненность составила 96,5%, при проектном значении – 94,8%.

За **2020г** согласно уточненным показателям предусмотрено добыть 1,2 тыс.т нефти, 38,5 тыс.т жидкости, 0,03 млн.м³ газа. Фактически добыто 1,3 тыс.т нефти, 43,1 тыс.т жидкости, 0,04 млн.м³ растворенного газа. Текущий КИН составил 0,357 д.ед, равный проектному. Обводненность достигла 96,9. Выработанность извлекаемых запасов составила 66,1%. Среднесуточные дебиты составили: нефти – 3,8 т/сут, жидкости – 123,4 т/сут, на уровне запроектированных дебитов по нефти – 4,0 т/сут, по жидкости - 130 т/сут.

Проектные значения добычи за **2021г** составят: 1,0 тыс.т нефти, 36,0 тыс.т жидкости, 0,03 млн.м³ газа. Фактически добыто 1,0 тыс.т нефти, 36,9 тыс.т жидкости, 0,03 млн.м³ растворенного газа. Текущий КИН составил 0,359 д.ед, при идентичном проектном значении. Обводненность достигла 97,2%. Выработанность извлекаемых запасов составила 66,4%. Фонд добывающих скважин увеличился за счет перевода скважины №40 из I объекта, однако на дату отчета скважина находится в бездействии. Среднесуточные дебиты составили: нефти – 3,0 т/сут, жидкости – 107,0 т/сут, при запроектированных дебитов по нефти составил – 3,6 т/сут, по жидкости - 128 т/сут.

За **2022г** запланировано добыть 0,9 тыс.т нефти и 37 тыс.т жидкости при среднесуточных дебитах скважин 3,3 т/сут по нефти и 131,8 т/сут по жидкости. Обводненность – 97,6%. Фактически за 2 месяца добыча нефти составила 0,1 тыс.т и 6,3 тыс.т жидкости при среднесуточных дебитах 1,8 т/сут по нефти и 112,2 т/сут по жидкости. Обводненность составила 98,4%. При сохранении режимов и показателей эксплуатации скважин на конец года ожидается перевыполнение плана по добыче.

Накопленная добыча по данному объекту составила: 229 тыс.т нефти, 860,3 тыс.т, жидкости, 6,6 млн.м³ растворенного газа.

Таблица 3.2.11 - Проектные и фактические показатели разработки в целом по месторождению

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы												
			2018		2019		2020			2021			2022		
			проект	факт	проект	факт	проект	AP-2020*	факт	проект	AP-2020*	факт	проект	AP-2020*	факт 01.03 2022
1	Добыча нефти	тыс.т	51,4	44,7	48,4	36,7	48,6	30,1	30,0	51,5	25,9	19,6	53,3	23,4	2,4
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2918,3	2912,0	2966,7	2948,7	3015,3	2978,8	2978,7	3066,7	3004,7	2998,3	3120,1	3028,1	3007,1
3	Добыча нефтяного газа	млн.м ³	1,57	1,12	1,47	0,81	1,48	0,73	0,70	1,62	0,63	0,44	1,73	0,57	0,05
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м ³	39,5	38,9	41,0	39,7	42,4	40,4	40,4	44,1	41,1	40,8	45,8	41,6	41,1
5	Текущий КИН	доли ед.	0,364	0,363	0,370	0,368	0,376	0,372	0,372	0,383	0,375	0,374	0,389	0,378	0,375
6	Темп отбора от НИЗ	%	1,4	1,2	1,3	1,0	1,3	0,8	0,8	1,4	0,7	0,5	1,5	0,6	0,06
7	Темп отбора от ТИЗ	%	6,8	4,6	6,9	4,0	7,4	3,4	4,1	8,5	3,0	4,3	9,6	2,8	0,3
8	Отбор от НИЗ	%	76,1	75,9	82,0	76,9	83,3	77,8	77,7	84,7	78,4	78,2	86,2	79,0	78,4
9	Газовый фактор	м³/т	30,6	25,1	30,4	22,1	30,5	24,2	23,2	31,5	24,2	22,5	32,5	24,2	23,1
10	Среднегодовая обводненность	%	90,6	90,8	90,3	92,8	89,9	93,6	92,9	89,0	94,4	93,2	88,5	94,7	94,3
11	Добыча жидкости	тыс.т	546,1	487,9	500,3	509,7	482,4	470,5	420,9	469,3	459,9	286,8	462,4	443,7	41,2
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	7994,2	2613,7	8494,5	8449,7	8976,9	8920,1	8870,5	9459,5	9380,0	9157,3	9921,8	9823,8	9198,5
13	Закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	290,1	206,8	288,9	257,3	323,8	221,5	268,3	321,3	216,6	165,3	325,2	207,5	0,9
14	Накопленная закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	2008,7	1939,2	2355,7	2196,5	2679,5	2418,0	2464,8	3000,8	2634,6	2630,1	3326,0	2842,1	2635,5
15	Компенсация отбора закачкой, текущая	%	38,9	38,0	42,3	45,5	49,2	34,2	57,5	61,0	34,2	52,0	62,6	33,9	2,0
16	накопленная	%	29,5	51,9	27,0	21,8	25,0	25,5	23,3	23,4	23,9	24,2	22,1	22,5	24,1
17	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	2	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	2	0
	в т.ч. под закачку	ед.	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин	ед.	35	37	34	38	34	38	38	34	37	38	34	35	38
20	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	35	26	34	30	34	31	27	34	35	20	34	34	19
21	Ввод нагнетательных скважин, ед.	ед.	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из другого фонда	ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин	ед.	11	8	12	9	13	9	9	13	9	9	13	9	9
24	Действующий фонд нагнетательных скважин	ед.	11	5	12	5	13	9	5	13	9	4	13	9	4
25	Среднесуточный дебит 1 скважины по нефти	т/сут	5,9	5,5	5,8	3,7	5,8	3,3	3,2	6,2	2,6	2,6	6,4	2,5	2,1
26	Среднесуточный дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	45,0	59,7	42,4	52,0	40,9	51,1	44,7	39,8	46,8	37,5	39,2	46,4	36,7
27	Среднесуточная приемистость нагнет. скважины	м³/сут	83,1	114,4	69,4	142,0	71,8	96,3	148,1	71,3	94,2	110,9	72,2	90,3	3,8
28	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,90	0,86	0,90	0,90	0,90	0,95	0,92	0,95	0,95	0,91	0,95	0,95	0,97
29	Коэффициент эксплуатации нагнетательного фонда	доли ед.	0,95	0,99	0,95	0,99	0,95	0,95	0,99	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,98
30	Коэффициент использования добывающего фонда	доли ед.	1,00	0,70	1,00	0,79	1,00	0,95	0,71	0,95	0,95	0,53	0,95	0,95	0,50
31	Коэффициент использования нагнетательного фонда	доли ед.	1,00	0,63	1,00	0,56	1,00	0,95	0,56	0,95	0,95	0,44	0,95	0,95	0,44

* - показатели разработки, уточненные в рамках Анализа разработки, 2020г.

Таблица 3.2.12 - Проектные и фактические показатели разработки I объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы												
			2018		2019		2020			2021			2022		
			проект	факт	проект	факт	проект	АР-2020*	факт	проект	АР-2020*	факт	проект	АР-2020*	факт 01.03 2022
1	Добыча нефти	тыс.т	50,1	42,7	47,2	35,0	47,5	28,9	28,7	45,1	24,9	18,6	42,0	22,5	2,3
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2693,4	2685,6	2740,6	2720,6	2788,1	2749,5	2749,3	2833,2	2774,4	2767,9	2875,1	2796,9	2770,1
3	Добыча нефтяного газа	млн.м³	1,51	1,07	1,43	0,76	1,43	0,69	0,66	1,36	0,60	0,41	1,27	0,54	0,05
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м³	33,0	32,4	34,4	33,2	35,8	33,9	33,8	37,2	34,5	34,2	38,5	35,0	34,3
5	Текущий КИН	доли ед.	0,368	0,367	0,374	0,372	0,381	0,376	0,375	0,387	0,379	0,378	0,393	0,382	0,378
6	Темп отбора от НИЗ	%	1,4	1,2	1,4	1,0	1,4	0,8	0,8	1,3	0,7	0,5	1,2	0,6	0,5
7	Темп отбора от ТИЗ	%	6,0	5,1	6,0	4,4	6,3	3,8	3,8	6,8	3,4	3,9	7,2	3,2	4,0
8	Отбор от НИЗ	%	77,3	77,1	78,6	78,1	80,0	78,9	78,9	81,3	79,6	79,4	82,5	80,3	79,5
9	Газовый фактор	м³/т	30,1	25,0	30,3	21,8	30,1	24,0	23,0	30,2	23,9	22,2	30,2	24,0	22,9
10	Среднегодовая обводненность	%	90,4	90,5	90,1	92,4	90	93	92,4	89	94	92,6	89	95	93,5
11	Добыча жидкости	тыс.т	519,9	450,1	477,5	462,0	462,5	431,9	377,8	426,5	424,0	249,9	398,7	406,7	34,9
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	7302,8	7213,6	7780,3	7675,6	8242,8	8107,6	8053,4	8669,3	8531,6	8303,3	9068,0	8938,3	8338,3
13	Закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	259,4	206,8	262,4	257,3	300,8	221,5	268,3	277,7	216,6	165,3	259,6	207,5	0,9
14	Накопленная закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	1956,9	1887,4	2219,3	2144,7	2520,1	2366,2	2413,0	2797,8	2582,8	2578,3	3057,4	2790,3	2579,2
15	Компенсация отбора закачкой, текущая	%	45,8	42,2	50,4	51,4	59,6	47,5	65,5	59,6	47,4	61,1	59,6	47,4	2,4
16	накопленная	%	22,8	22,3	24,4	23,9	26,3	25,1	25,7	27,8	26,1	26,7	29,1	27,0	26,6
17	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	2	0	1	0	0	0	0	1	1	1	0	2	0
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин	ед.	34	36	33	37	33	37	37	32	36	36	32	34	36
20	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	34	25	33	29	33	30	26	32	34	19	32	33	18
21	Ввод нагнетательных скважин, ед.	ед.	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из другого фонда	ед.	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин	ед.	9	8	10	9	11	9	9	11	9	9	11	9	9
24	Действующий фонд нагнетательных скважин	ед.	9	5	10	5	11	9	5	11	9	4	11	9	4
25	Среднесуточный дебит 1 скважины по нефти	т/сут	5,4	5,4	5,4	3,7	5,4	3,2	3,2	5,3	2,6	2,5	5,0	2,4	2,1
26	Среднесуточный дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	56,4	57,2	54,0	48,9	52,3	48,5	41,7	50,5	44,4	34,3	47,2	43,9	32,8
27	Среднесуточная приемистость нагнет. скважины	м³/сут	83,1	114,4	75,7	142,0	78,9	96,3	148,1	72,8	94,2	110,9	68,1	90,3	3,8
28	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,90	0,86	0,95	0,89	0,95	0,95	0,92	0,95	0,95	0,90	0,95	0,95	0,98
29	Коэффициент эксплуатации нагнетательного фонда	доли ед.	0,90	0,99	0,95	0,99	0,95	0,95	0,99	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,98
30	Коэффициент использования добывающего фонда	доли ед.	0,90	0,69	0,95	0,78	0,95	0,95	0,70	0,95	0,95	0,53	0,95	0,95	0,50
31	Коэффициент использования нагнетательного фонда	доли ед.	0,90	0,63	0,95	0,56	0,95	0,95	0,56	0,95	0,95	0,44	0,95	0,95	0,44

* - показатели разработки, уточненные в рамках Анализа разработки, 2020г.

Таблица 3.2.13 - Проектные и фактические показатели разработки II объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы												
			2018		2019		2020			2021			2022		
			проект	факт	проект	факт	проект	АР- 2020*	факт	проект	АР-2020*	факт	проект	АР-2020*	факт 01.03 2022
1	Добыча нефти	тыс.т	1,3	2,0	1,2	1,7	1,1	1,2	1,3	6,4	1,0	1,0	11,3	0,9	0,1
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	223,4	224,9	224,6	226,6	225,7	227,8	227,9	232,1	228,8	228,9	243,4	229,7	229,0
3	Добыча нефтяного газа	млн.м³	0,05	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,04	0,26	0,03	0,03	0,46	0,03	0,003
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м³	6,5	6,5	6,6	6,5	6,6	6,6	6,6	6,9	6,58	6,6	7,3	6,6	6,6
5	Текущий КИН	доли ед.	0,350	0,353	0,352	0,355	0,354	0,357	0,357	0,364	0,359	0,359	0,382	0,360	0,359
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,4	0,6	0,3	0,5	0,3	0,3	0,4	1,9	0,3	0,3	3,3	0,3	0,03
7	Темп отбора от ТИЗ	%	1,1	1,6	1,0	1,6	1,6	1,0	1,7	1,7	0,9	1,7	1,7	0,8	1,7
8	Отбор от НИЗ	%	64,8	65,2	65,1	65,7	65,4	66,1	66,1	62,3	66,4	66,4	94,7	66,7	66,4
9	Газовый фактор	м³/т	39,1	28,4	42,0	28,4	36,4	28,5	28,4	40,5	28,5	28,4	40,6	28,5	28,4
10	Среднегодовая обводненность	%	95,1	94,8	94,8	96,5	94,5	96,9	96,9	85,0	97,2	97,2	82,2	97,6	98,4
11	Добыча жидкости	тыс.т	26,1	37,9	22,8	47,7	19,9	38,5	43,1	42,8	36,0	36,9	63,7	37,0	6,3
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	691,4	726,3	714,2	774,0	734,1	812,5	817,1	790,2	848,5	854,0	853,8	885,5	860,3
13	Закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	30,7	0,0	26,5	0,0	23,0	0,0	0,0	43,6	0,0	0,0	65,7	0,0	0,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	109,9	51,8	136,4	51,8	159,3	51,8	51,8	203,0	51,8	51,8	268,6	51,8	51,8
15	Компенсация отбора закачкой, текущая	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	88,5	0,0	0,0	88,8	0,0	0,0
16	накопленная	%	0,0	5,9	0,0	5,6	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	5,1	0,0	0,0	5,0
17	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	1	2
20	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	1
21	Ввод нагнетательных скважин, ед.	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из другого фонда	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин	ед.	2	0	2	0	2	0	0	2	0	0	2	0	0
24	Действующий фонд нагнетательных скважин	ед.	2	0	2	0	2	0	0	2	0	0	2	0	0
25	Среднесуточный дебит 1 скважины по нефти	т/сут	3,3	6,3	3,1	4,6	2,9	4,0	3,8	8,4	3,6	3,0	14,8	3,3	1,8
26	Среднесуточный дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	68,0	121,3	59,3	130,7	51,7	130,0	123,4	55,7	128,0	107,0	82,9	131,8	112,2
27	Среднесуточная приемистость нагнет. скважины	м³/сут	44,2	0,0	38,2	0,0	33,1	0,0	0,0	62,9	0,0	0,0	94,7	0,0	0,0
28	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,90	0,855	0,90	1,00	0,90	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
29	Коэффициент эксплуатации нагнетательного фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,95	0,00	0,95	0,95	0,00
30	Коэффициент использования добывающего фонда	доли ед.	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	0,95	1,00	0,95	0,95	0,50	0,95	0,95	0,50
31	Коэффициент использования нагнетательного фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,95	0,00	0,95	0,95	0,00

* - показатели разработки, уточненные в рамках Анализа разработки, 2020г.

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения был выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов, состоящих на государственном балансе РК.

В разрезе структуры Блиновское были выделены 3 продуктивных горизонта, из которых два горизонта (М-I и М-II) приурочены к арысумскому горизонту и один горизонт (Pz) приурочен к поверхности палеозойского фундамента. В целом по месторождению Блиновское в пределах контрактной территории утвержденные геологические запасы нефти (В+С₁) составляют – 8015 тыс.т, извлекаемые запасы – 3836 тыс.т.

По состоянию на 01.03.2022г накопленная добыча нефти по месторождению составляет 3007,1 тыс.т. Отобрано 78,4% от начальных извлекаемых запасов нефти, при обводненности добываемой продукции 94,3%. Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату отчета КИН по объектам разработки и месторождению в целом представлено на рисунке 3.2.18.

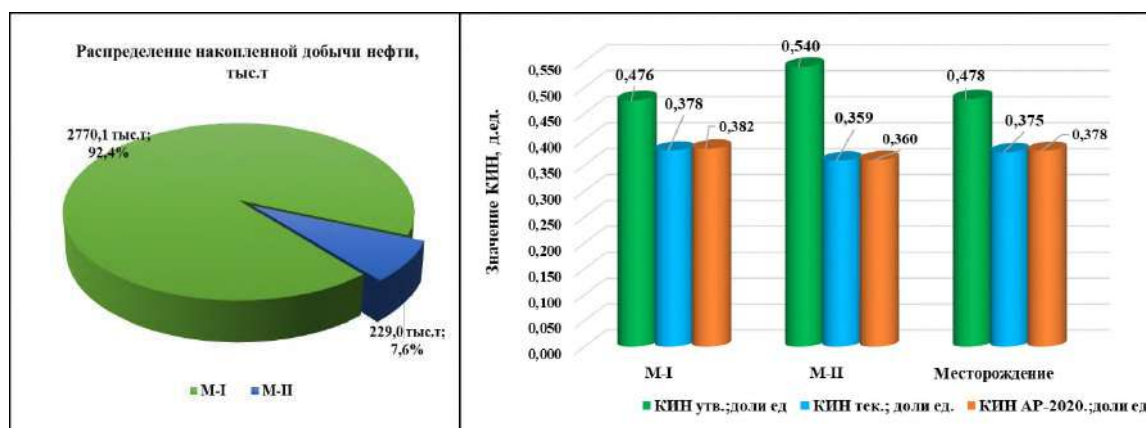


Рис. 3.2.18 - Распределение накопленной добычи нефти на 01.03.2022г (а) и значений КИН (б) по объектам разработки и месторождению в целом

Основная доля накопленной добычи нефти приходится на I объект равный 92,4%. На долю II объекта приходится только 7,6% от всего добытого объема запасов нефти. Текущее значение КИН по месторождению составило 0,375 д.ед. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категория В+С₁) по месторождению оценивается в 830,8 тыс.т. Из распределения остаточных извлекаемых запасов нефти видно, что дальнейшие тенденции и перспективы разработки месторождения Блиновское по-прежнему будут определяться эффективностью разработки основного горизонта М-I. Состояние выработки запасов нефти по объектам и в целом по месторождению приведены в таблице 3.2.14.

I объект (горизонт М-I)

На дату 01.03.2022г накопленная добыча нефти по объекту составляет 2770,1 тыс.т., выработанность на уровне 79,5%, обводненность добываемой продукции 93,5%, дебит по

нефти составил 2,1 т/сут. Текущий КИН достиг 0,378 д. ед. Остаточные извлекаемые запасы оцениваются в 714,9 тыс.т.

II объект (горизонт М-II)

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 229 тыс.т., выработанность на уровне 66,4%, обводненность добываемой продукции 98,4%, дебит по нефти составил 1,8 т/сут. Текущий КИН достиг 0,359 д.ед. Остаточные извлекаемые запасы оцениваются в 116 тыс.т.

В целом по месторождению

Накопленная добыча нефти составила 3007,1 тыс.т., выработанность запасов 78,4%, обводненность продукции достигла 94,3%, дебит по нефти составил 2,1 т/сут. Текущий КИН составляет 0,375 д.ед.

Таблица 3.2.14 - Состояние выработки запасов нефти по объектам и в целом по месторождению

№№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Объект I	Объект II	По месторождению
1	Балансовые геологические запасы нефти (В+С ₁) в пределах контрактной территории АО «СНПС АйДанМунай»	тыс.т.	7322	638	8015
2	Балансовые извлекаемые запасы нефти (В+С ₁) в пределах контрактной территории АО «СНПС АйДанМунай»	тыс.т.	3485	345	3836
3	Утвержденный КИН	д.ед.	0,476	0,540	0,478
4	Текущий КИН	д.ед.	0,378	0,359	0,375
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	2770,1	229	3007,1
6	Отбор от НИЗ	%	79,5	66,4	78,4
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т.	714,9	116	830,8

Оценка вовлекаемых запасов нефти

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н., Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С.

Построенные характеристики вытеснения на 01.03.2022г по I и II объектам разработки дифференцированно вышеуказанными способами и приведены на рис. 3.2.18 – 3.2.26.

Определив вовлеченные в разработку запасы и зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки КИН по объектам (таблица 3.2.15 – 3.2.16).

Таблица 3.2.15 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по I объекту

Наименование метода	Запасы нефти, тыс. т						КИН, доли ед.			Накопленная добыча нефти, тыс.т
	геол.	извл.	вовлеченные	вовлеченные среднее значение	остаточные извлекаемые	остаточные вовлеченные	утвержденный	текущий	потенциальный	
I объект										
Назарова С.Н.	7319	3485	2970,5	3270,5	714,9	214,5	0,476	0,378	0,406	2770,1
Максимова М.И.			3295,1						0,450	
Сазонова Б.Ф.			3502,2						0,479	
Камбарова Г.С.			3314,3						0,453	

I объект (горизонт М-I)

На рис. 3.2.20-3.2.23 показана характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н., Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. по I объекту. Принимая во внимание последние показатели отборов, просматривается прогнозная тенденция по разработке запасов нефти не более 3502,5 тыс.т. Как видно на рис. 3.2.19 I объект сопровождается высокой обводненностью продукции, за последние пять лет обводненность держится на уровне 92%. Водонефтяной фактор на фоне увеличения обводненности составил 2,01 т/т. Полученные значения КИН по всем методам оценки вовлекаемых запасов нефти в разработку показали значения потенциального КИН намного выше утвержденного значения. Однако данные значения потенциальных КИН носят только технологический характер и ввиду экономических ограничений не могут быть достигнуты.



Рис. 3.2.19 – Динамика обводненности и водонефтяного фактора I объекта

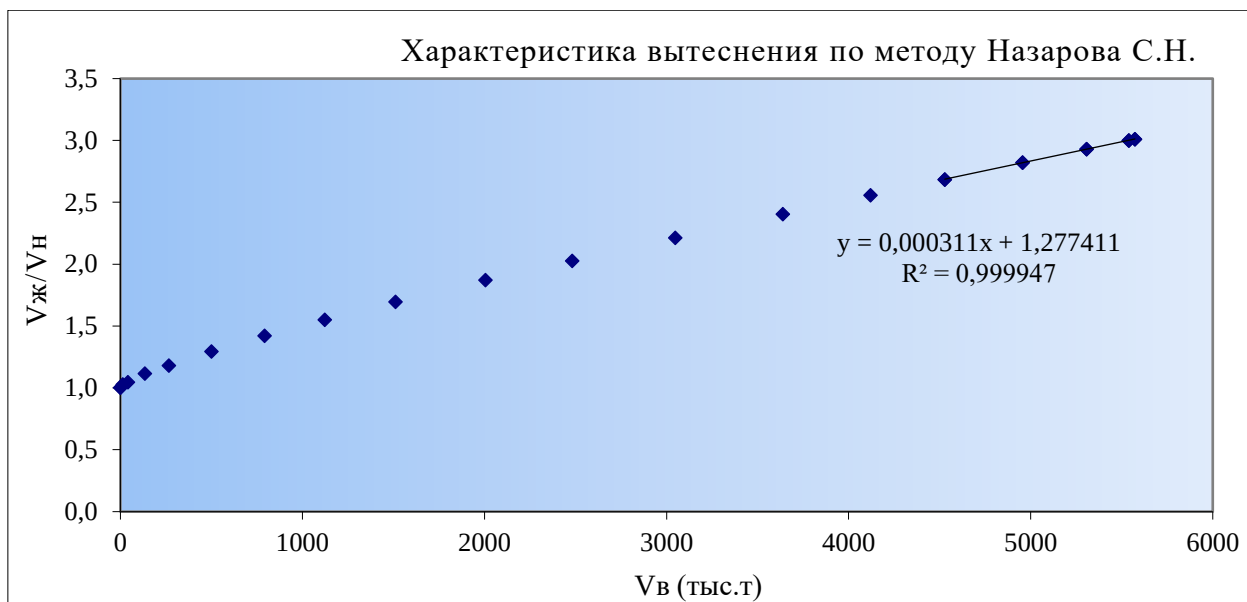


Рис. 3.2.20 – Характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н. I объект

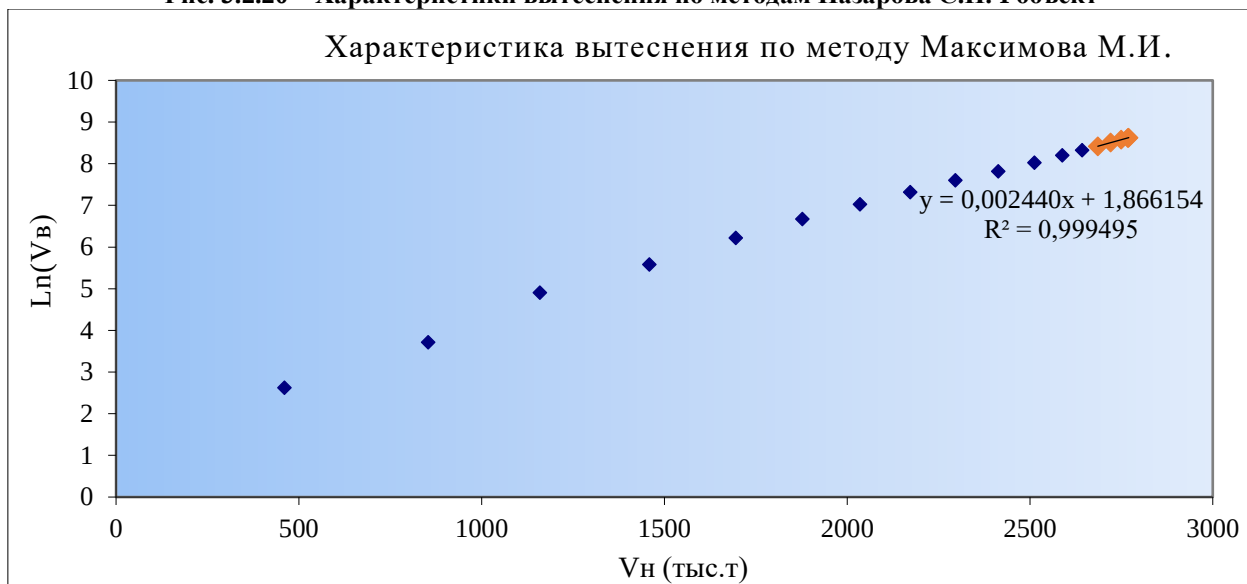


Рис. 3.2.21 – Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И. I объект

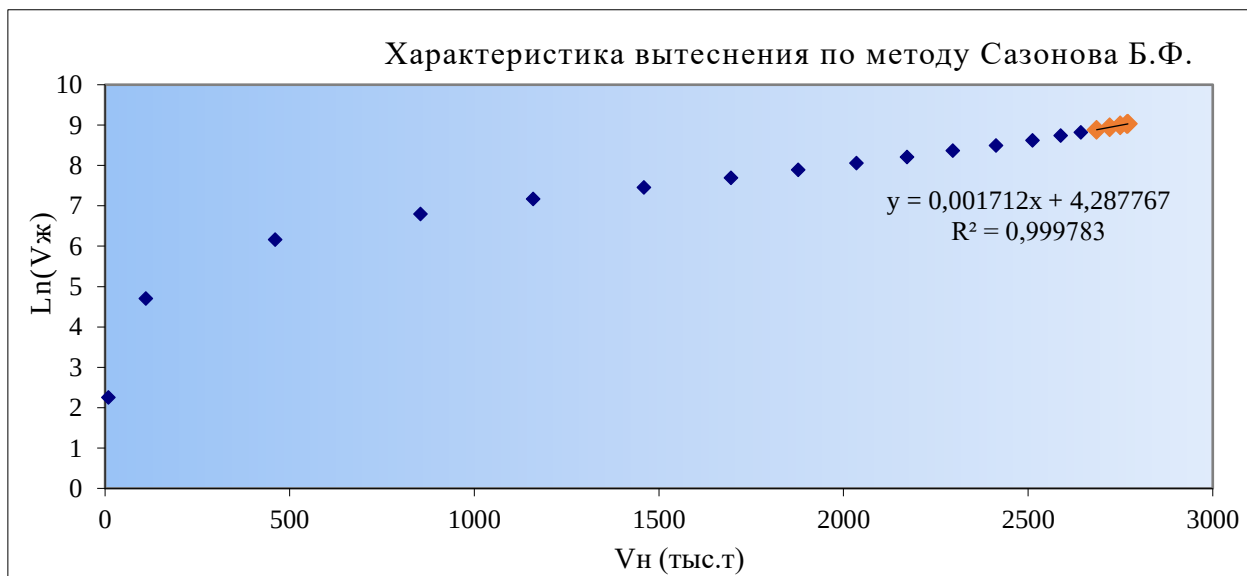


Рис. 3.2.22 – Характеристики вытеснения по методам Сазонова Б.Ф. I объект

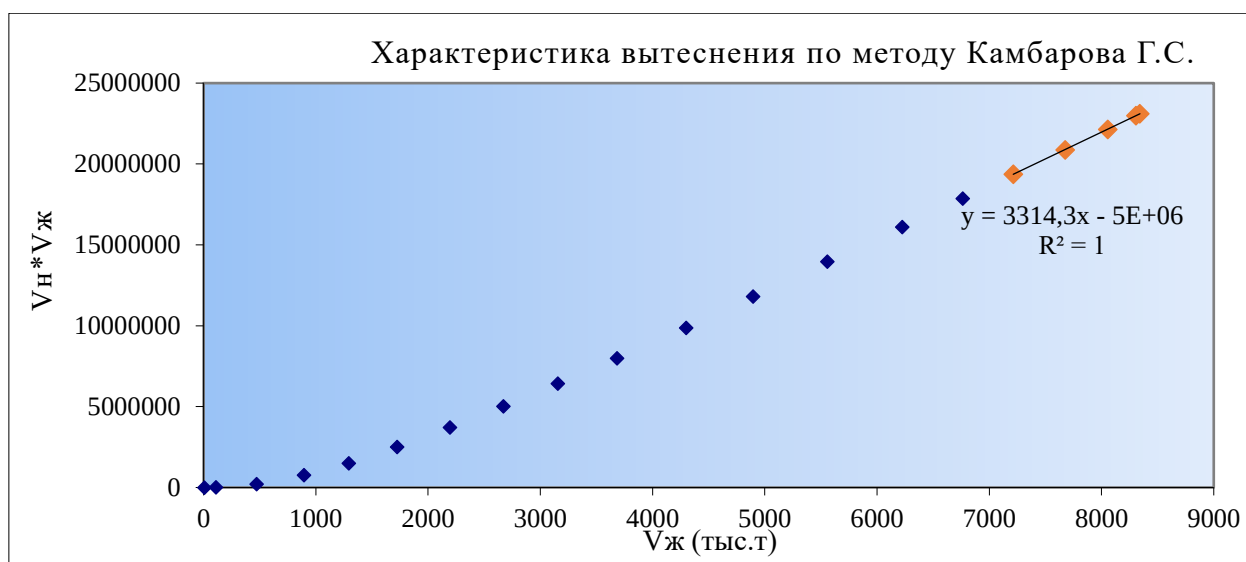


Рис. 3.2.23 – Характеристики вытеснения по методам Камбарова Г.С. I объект

II объект (горизонт М-II)

Анализируя приведенную на рис. 3.2.25-3.2.27 характеристики вытеснения по методу Камбарова Г.С. при сохранении сложившейся тенденции вовлекаемые запасы нефти оцениваются как не более 246,8 тыс.т., что гораздо ниже утвержденного значения. По методам Назарова С.Н. Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. были получены низкие значения вовлекаемых запасов нефти. Данное обстоятельство связано с водонефтяным фактором.

Как видно на рис. 3.2.24 в течение всей разработки месторождения, II объект сопровождается высокой обводненностью продукции, за последние пять лет обводненность держится на уровне 99%. Водонефтяной фактор на фоне увеличения обводненности составил 24,3 т/т. В связи с этим дать достоверную оценку по методикам Назарова С.Н. Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. является затруднительным. Также стоит учитывать, что на данном объекте с 2016г действует одна единственная скважина и все методы по расчету вовлекаемых запасов используют тренды за последние 5 лет, что уже искажает оценку и ведет к результатам с низкой достоверностью.

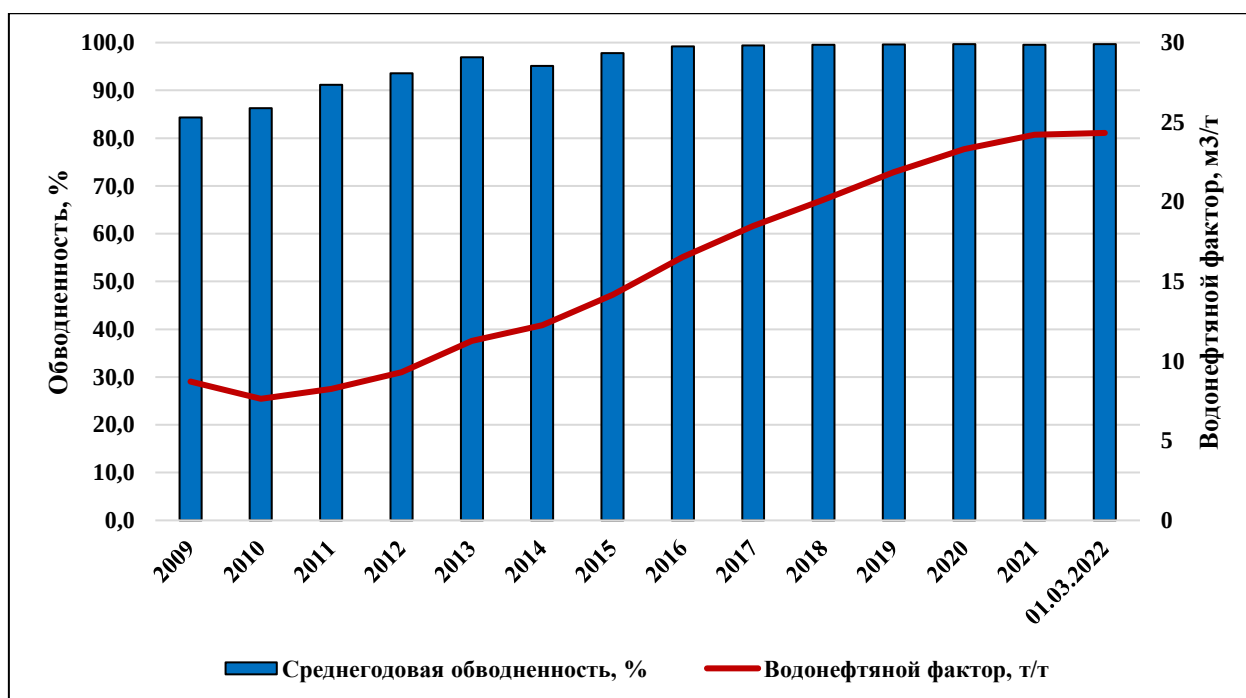


Рис. 3.2.24 – Динамика обводненности и водонефтяного фактора II объекта

Таблица 3.2.16 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по II объекту

Наименование метода	Запасы нефти, тыс. т						КИН, доли ед.			Накопленная добыча нефти, тыс.т
	геол.	извл.	вовлеченные	вовлеченные среднее значение	остаточные извлекаемые	остаточные вовлеченные	утвержденный	текущий	потенциальный	
II объект										
Назарова С.Н.	638	345	199,3	208,4	116,0	136,6	0,541	0,359	0,312	229,0
Максимова М.И.			194,3						0,305	
Сазонова Б.Ф.			193,3						0,303	
Камбарова Г.С.			246,8						0,387	

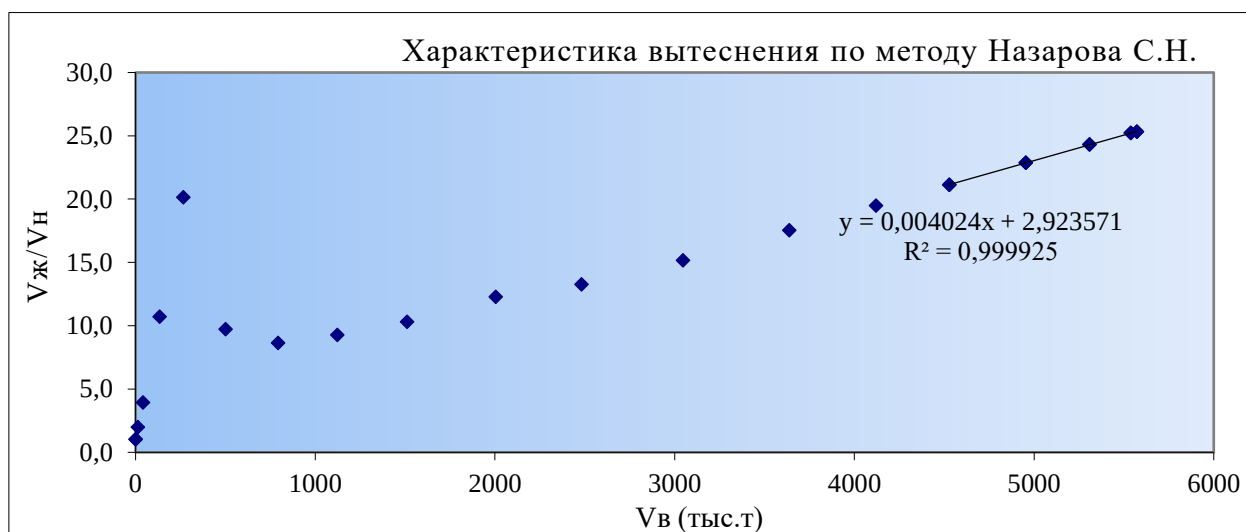


Рис. 3.2.25 – Характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н. II объект



Рис. 3.2.25– Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И. II объект

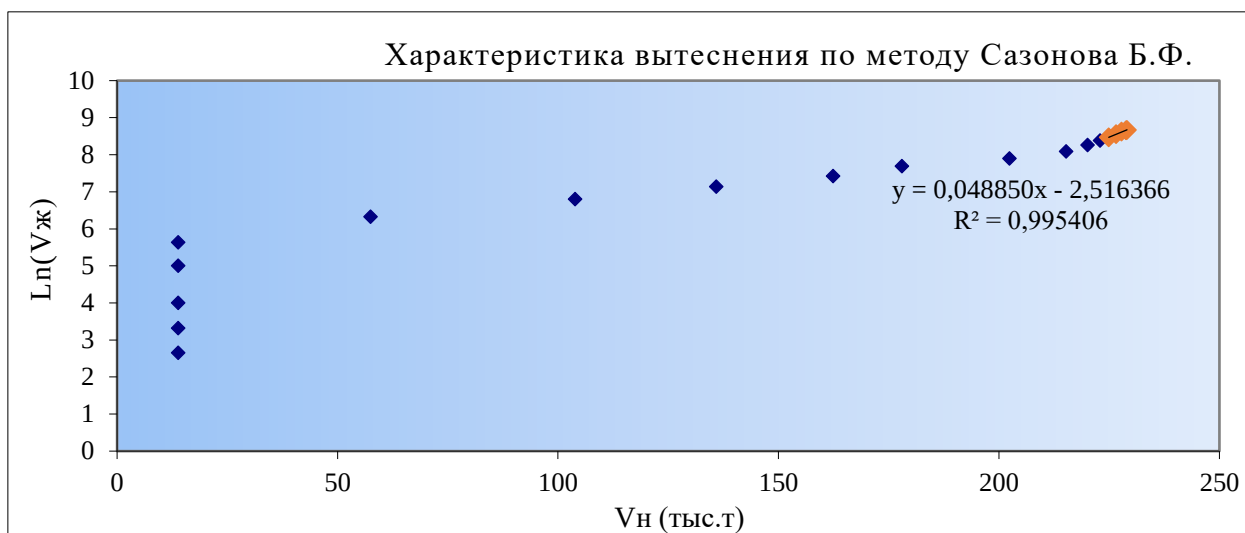


Рис. 3.2.26 – Характеристики вытеснения по методам Сазонова Б.Ф. II объект

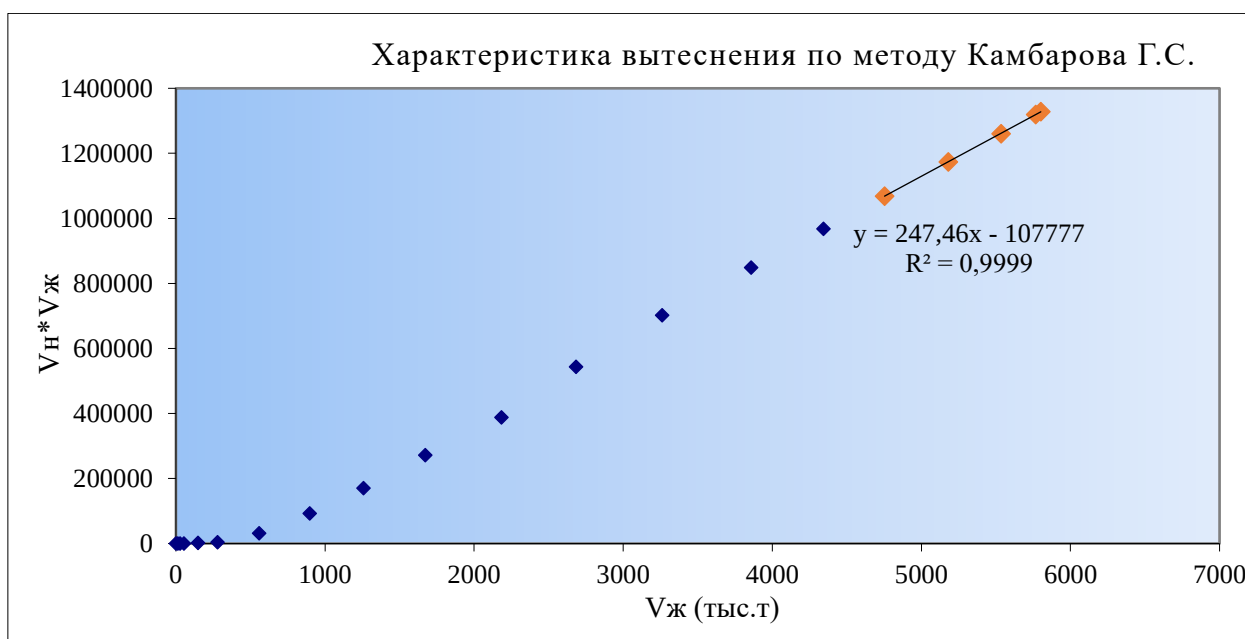


Рис. 3.2.27 – Характеристики вытеснения по методам Камбарова Г.С. II объект

Выводы и рекомендации:

- Извлекаемые запасы нефти по категориям В+С₁ в целом по месторождению в пределах контрактной территории АО «СНПС АйДанМунай» составляют 3836 тыс.т. Большая часть извлекаемых запасов сконцентрирована в центральном блоке (I объект), и составляют 91% (3485тыс.т) от общих извлекаемых запасов месторождения в целом.
- По состоянию на 01.03.2022г накопленная добыча нефти всего составляет 3007,1 тыс.т: I объекту – 2770,1 тыс.т, II объекту – 229 тыс.т. Отобрано 78,4% от начальных извлекаемых запасов нефти по месторождению: I объекту – 79,5%, II объекту – 66,4%.
- Полученные значения КИН I объекта по методам оценки вовлекаемых запасов нефти в разработку показали значения потенциального КИН в среднем на уровне утвержденного значения. Однако данные значения потенциальных КИН носят только технологический и оценочный характер, при текущем состоянии разработки месторождения многое зависит от качественной реализации системы ППД, проведение ГТМ и контроль за разработкой и процессом вытеснения остаточных запасов;
- Вовлекаемые запасы нефти по II объекту оцениваются как не более 246,8 тыс.т., что гораздо ниже утвержденного значения. Однако учитывая низкий охват добывающими скважинами площади залежи, где на дату отчета действует одна добывающая скважина, низкое значение КИН кажется ожидаемым. Поэтому рекомендуется увеличить фонд добывающих скважин переводом скважин с I объекта и бурением (при условии экономической рентабельности) с целью охвата всей залежи целиком.

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

В настоящее время действующим проектом является «Уточненный проект разработки месторождения Блиновское», проектные показатели разработки приняты на 2018-2020гг., с бурением 2 добывающих скважин в 2019-2020гг. В 2019г была пробурена одна оценочная скважина №64 на I объекте. В ходе реализации проекта из-за расхождения проектных и фактических данных по добыче и бурению показатели разработки уточнялись в рамках «Анализа разработки – 2020г.» на 2020-2022гг.

По состоянию на 01.03.2022г весь пробуренный фонд скважин по месторождению составляет 62 скважин. Эксплуатационный фонд составляет 38 ед., из которых действующие - 19 ед., в бездействии – 19 ед. Действующие скважины эксплуатируются механизированным способом: ЭЦН, ВН, ШГН.

Как показывает анализ сравнения проектных и фактических показателей разработки, при сохранении сложившейся на сегодня системы разработки, добыча нефти и жидкости на конец года отстает от проекта на 24% и 38% соответственно. Отставание годовой добычи от проекта связано низким среднесуточным дебитом нефти добывающих скважин и использования фонда, которое связано с возрастающим количеством остановленных скважин по причине высокой обводненности.

В разделе характеристики закачки воды построена зависимость добычи от объема закачки нагнетательных скважин, которая показывает, что практически ни в одной добывающей скважине производимая закачка положительного влияния в виде увеличения среднесуточных дебитов нефти не оказывает. Наоборот, с внедрением системы ППД ситуация лишь усугубляется, так как пласт по проницаемости характеризуется высокой послойной неоднородностью, и соответственно с переводом скважин под нагнетание, находящихся внутри контура нефтеносности равномерного вытеснения нефти водой не происходит, а закачиваемая вода прорывается через высокопроницаемые пропластки, вследствие чего в добывающих скважинах наблюдается снижение коэффициента продуктивности, вплоть до остановки в результате 100% обводнения.

По основному горизонту М-I текущее пластовое давление в среднем составило 10,6 МПа, что ниже начального на 17%, которое учитывая высокую выработанность пласта (79,5%), считается вполне допустимым. Наиболее низкое значение зафиксировано в скважине №55 (7,0МПа), которая расположена на южной части залежи, высокое – в скважинах №№40 (12,4 МПа), №5 (12,7 МПа).

На месторождении в основном проводились геолого-технические мероприятия, направленные на восстановление эксплуатационных характеристик насосов и насосных агрегатов и очистка призабойной зоны пласта (ревизия/замена насосного оборудования,

промывка призабойной зоны, борьба с пескопроявлением), также мероприятия в виде апробации новых технологий (Terraflow Ceolit и TerraFlow SFW).

В эксплуатационной скважине №40 в результате использования новых технологий Terraflow была получена дополнительная добыча нефти. Прирост дебита нефти не наблюдается. В середине 2021 года был осуществлен переход данной скважины на II объект в интервале 1273-1277м. В скважине №46 эффективность не наблюдается. Ниже на графиках приведена эффективность от ГТМ в добывающих скважинах №№40, 46 (рис. 3.2.29-3.2.30). В результате проведения ОПИ была увеличена закачка воды на 3125м³ в нагнетательной скважине №14, наблюдается увеличение приемистости от 183м³/сут до 207м³/сут, при одинаковом Руст = 3,5МПа до и после проведения мероприятия (рисунок 3.2.31). Результаты ГТМ за период 2017-2021 приведены в таблице 3.2.17.

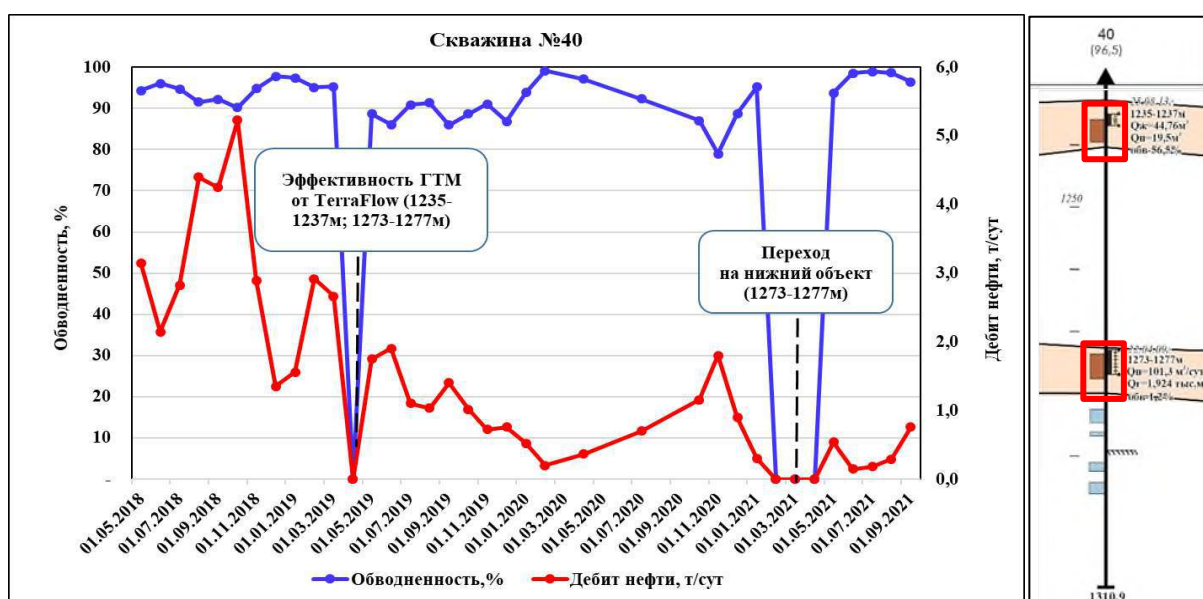


Рис. 3.2.29 – Эффективность ГТМ в скважине №40

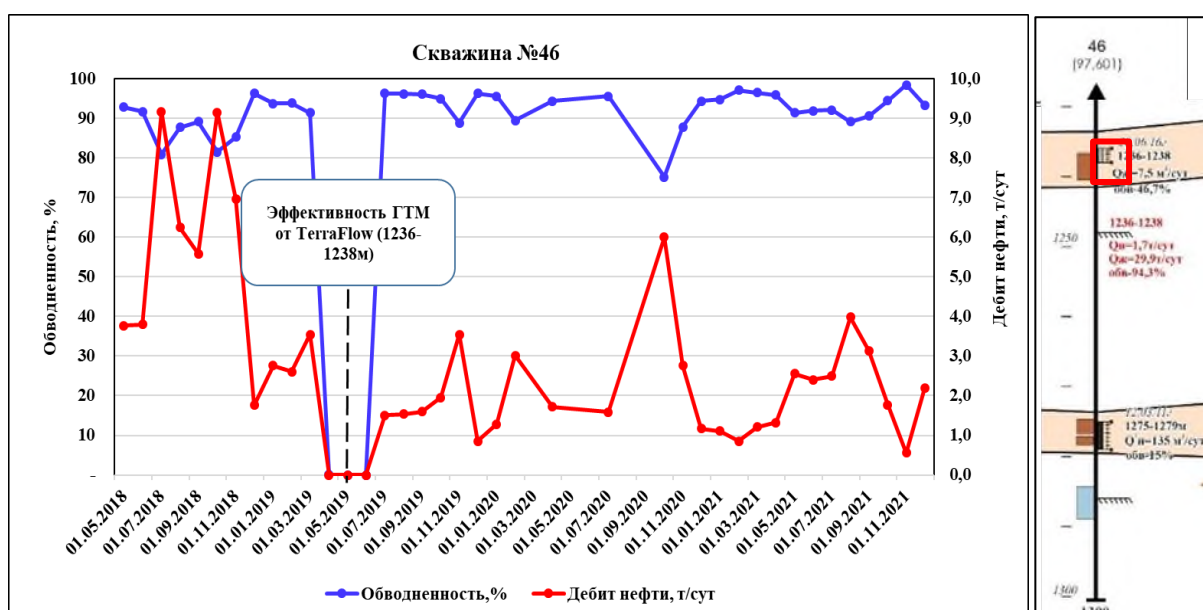


Рис. 3.2.30 – Эффективность ГТМ в скважине №46

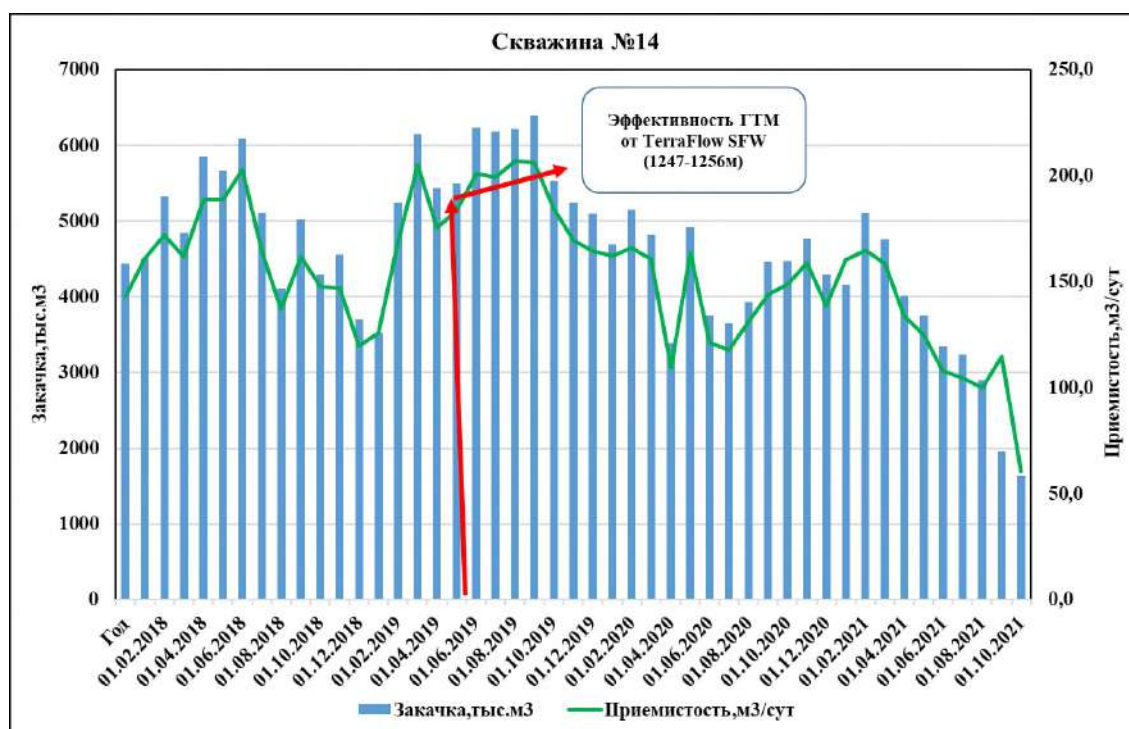


Рис.

3.2.31 – Эффективность ГТМ в скважине №14

В процессе опробования, испытания объектов скважин месторождения Блиновское после проведения перфорации, свабирования, выполнялись работы по гидроразрыву пласта (ГРП). Всего проведено 3 скважинно-операций. Перфорация проводилась зарядами SDP44RDX38-1 и DYNA WELL39gDPstRDX плотностью 8 или 16 отв. на 1 п.м.

Все операции по гидроразрыву проводились с применением гелевого раствора, приготовленного на водной основе. В качестве расклинивающего агента использовался пропант марки БКО20/40. При приготовлении геля применялись реагенты: гелянт, нейтрализатор солей, декармататор глин, понизитель утечек и другие.

Технология ГРП включала в себя: разрыв пласта (гель), закачку буфера (гель), закачку пропанта (гель+пропант), продавку пропанта в пласт для закрепления раскрывшихся трещин (гель). После ГРП проводилась прокачка воды для вытеснения, оставшегося в манифольде геля в сливную емкость. Скважина оставалась для деструкции геля, после чего осваивалась.

В скважинах №21 (от 17.09.2006г.), № 30 (от 02.10.2006г.) и №51 (от 31.08.2014г.) перед основным ГРП проводился мини-разрыв для определения реакции пласта на мгновенное повышение давления, для определения давления разрыва и анализа состояния призабойной зоны скважин. Получение положительного результата после ГРП объясняется увеличением степени вскрытия пласта, в результате чего улучшаются условия притока жидкости к призабойной зоне скважин. Ниже, представлен анализ технологии проведения ГРП по №51 добывающей скважине.

Проведение ГРП на скважине №51.

28 июля и 3 сентября 2014 года на скважине №51 в интервале перфорации 1254-1256 метров были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта.

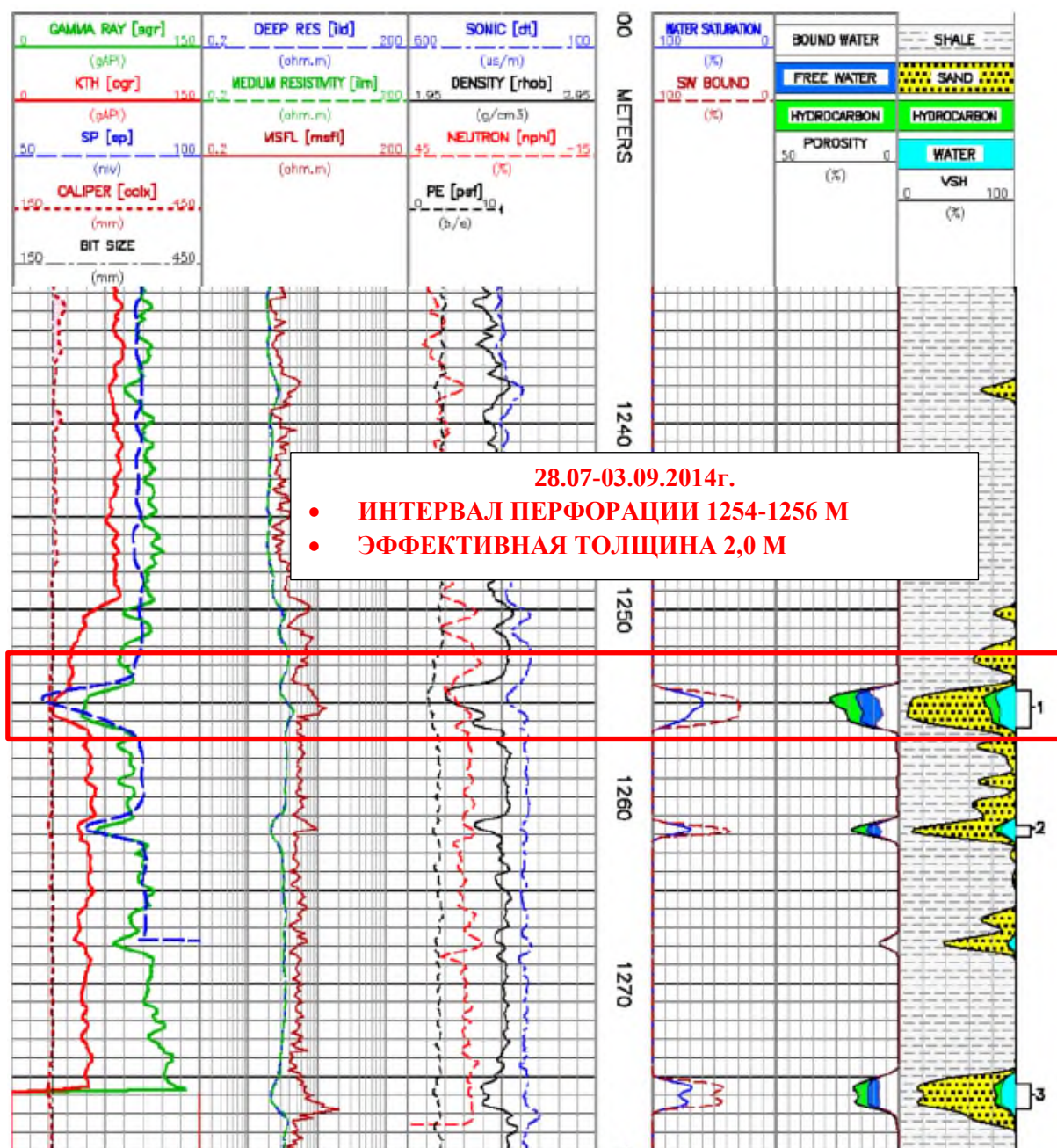


Рис. 3.2.32 - Планшет РИГИС скважины №51

Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2014 году, горизонт М-I является нефтеностным, что подтверждается притоком нефти 8,95 м³/сут. Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.33.

Август 2014 года (ИП 1254-1256м)

Подготовительные работы были проведены 31 августа 2014 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачано

6 м³ линейного геля было закачено в скважину на стадии замещения. Затем было закачено 9 м³ сшитой жидкости с 0,6 тонн 16/30 керамического проппанта, далее закачали 5 м³ линейного геля при скорости 2,4 м³/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфорации.

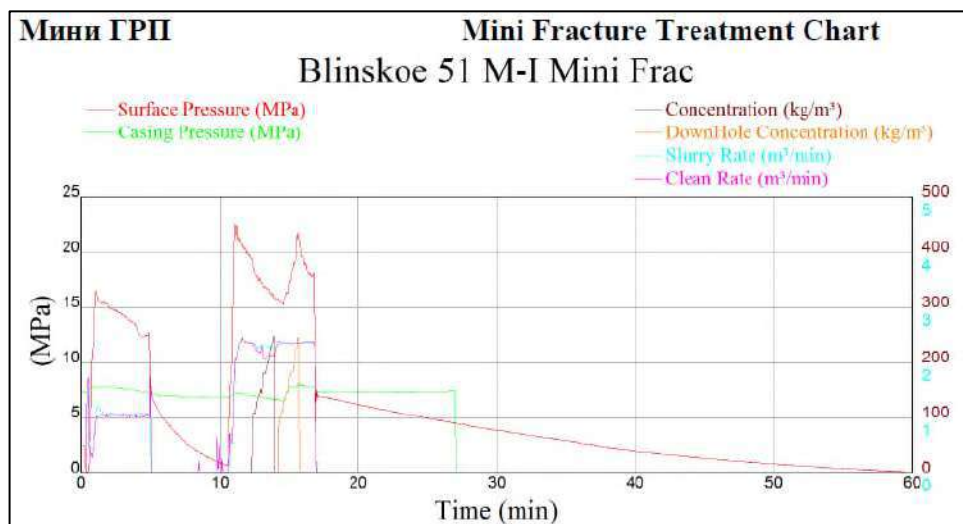


Рис. 3.2.33 – График мини ГРП на скважине № 51

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 61%, а по дизайну 67%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 49 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

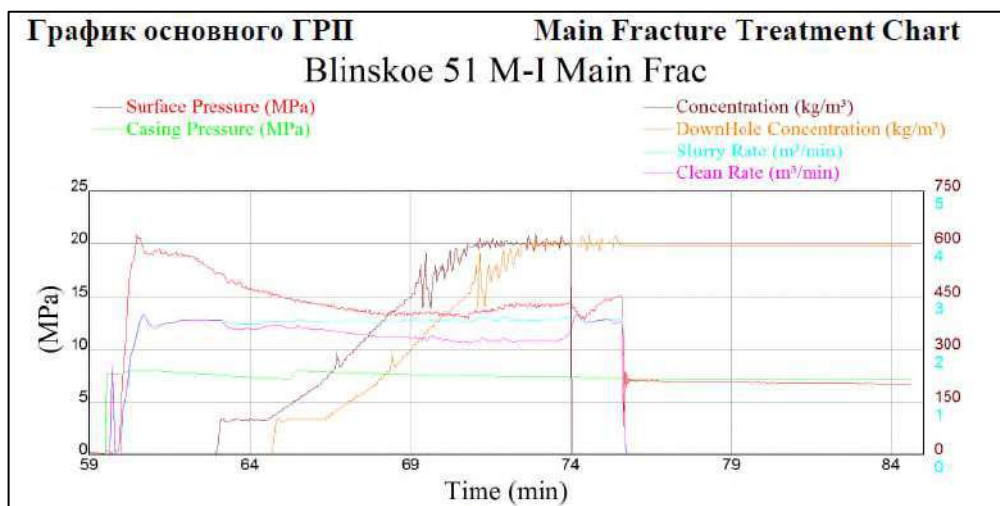


Рис. 3.2.34 – График основного ГРП на скважине №51

Основная работа прошла успешно (рис.3.2.34), была закачена подушка сшитым гелем в объеме 6 м³ с концентрацией 2,4 кг/м³, при средней скорости подачи 2,5 м³/мин. Далее закачали рабочую жидкость в объеме 25,5 м³ с 10 тоннами проппанта (6 тонн 16/30 Fores, 4 тонны 12/18 Fores RCP). Конечная концентрация проппанта в блендере составляла 600 кг/м³, в интервале перфорации 600 кг/м³. Ввиду высоких трений в интервале перфораций и призабойной зоне было решено внести изменение в программу закачки

Основного ГРП на начальных стадиях с проппантом и увеличить скорость подачи до 2,5 м³/мин. Для недопущения осложнений в процессе дальнейшего проведения грп, оперативно было принято решение о преждевременном выходе на стадию продавки, которая была выполнена в полном объеме согласно программе работ. Фактически закачено мини ГРП и Основное ГРП 10 тонн. В ПЗП достигнута и размещена плановая концентрация пропанта. Ниже на рисунке 3.2.35 представлен профиль трещины.

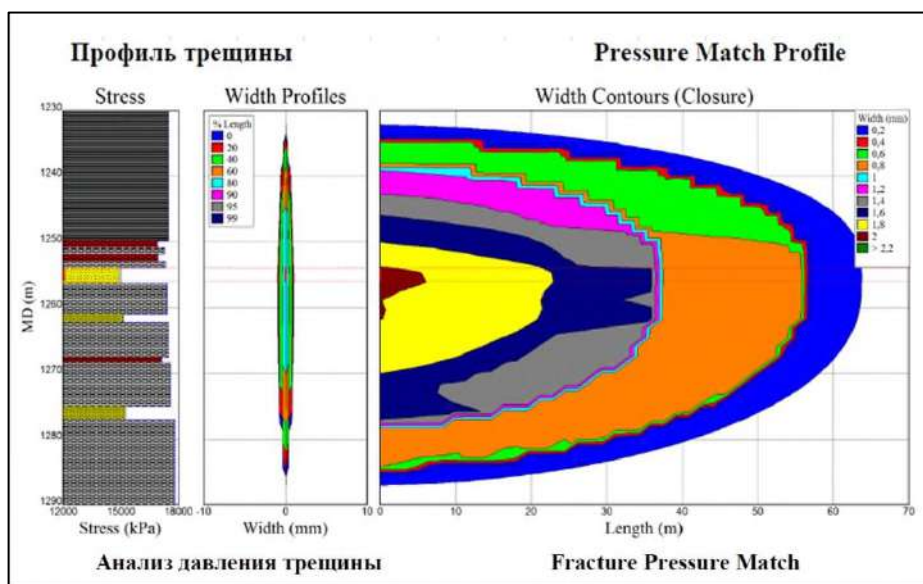


Рис. 3.2.35 – Профиль трещины ГРП на скважине № 51

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 63 метров, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 33 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 44 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 9,5 мм.

Таким образом на месторождении Блиновское отмечается отставание фактической добычи нефти от проектных значений, что указывает на неэффективность реализуемой системы разработки. Также было проведено одно исследование снятия профиля поглощения в нагнетательной скважине №14, по результатам которого интервал 1248-1250,5м является главным интервалом поглощения и одно исследование профиля притока в добывающей скважине №34, где интервал 1233-1239м является главным интервалом притока. Оценить эффективность от проведенных новых геолого-технических мероприятий является затруднительным, учитывая низкую охваченность скважин (2 добывающие и 1 нагнетательная скважина) и из-за непродолжительного эффекта. Одним из мероприятий для увеличения нефтеотдачи пласта на месторождении Блиновское, является проведение гидроразрыва пласта. Из видов ГРП на месторождении проводились основной ГРП и мини-ГРП. В дальнейшем рекомендуется продолжить проведение ГРП на добывающих и разведочных скважинах.

Таблица 3.2.17 - Результаты ГТМ

№ п/п	№ скв	гор.	Намечаемые мероприятия	Дата начала	Дата конец	Кол-во дней	Параметры до ГТМ			Параметры после ГТМ			Прирост		Доп.добыча за период наблюд., т
							Qж, м³/сут	Qн, тн/сут	Сод. воды %	Qж, м³/сут	Qн, тн/сут	Сод. воды %	Qж, м³/сут	Qн, тн/сут	Qн, тн/сут
01.01.2017	5	М-II	Ревизия ШГН	01.01.2017	03.01.2017	28	20,1	2,4	88	31,6	3,7	85	11,5	1,3	37,4
01.01.2017	15	М-I	Ревизия ЭЦН	04.01.2017	07.01.2017	25	0	0	0	114,1	4,8	96	114,1	4,8	121
01.05.2017	12	М-I	Ревизия ВН (отворот ВНКТ)	07.05.2017	12.05.2017	6	0	0	87	40,3	2,6	92	40,3	2,6	15,3
01.05.2017	48	М-I	Ревизия УЭЦН (насос не герметичен)	03.05.2017	06.05.2017	24	0	0	0	45,7	3,1	92	45,7	3,1	74,5
01.05.2017	57	М-I	Ревизия УЭЦН (промывка забоя)	30.04.2017	03.05.2017	15	37,3	5	84	43,6	5	86	6,2	0,1	0,9
01.09.2017	5	М-I	Ревизия ШГН	16.09.2017	20.09.2017	9	0	0	0	24,3	4,5	80	24,3	4,5	40,5
01.09.2017	12	М-I	Ревизия ВН	20.09.2017	26.09.2017	2	0	0	0	36,5	3,3	96	36,5	3,3	6,6
01.09.2017	44	М-I	Ревизия ЭЦН	12.09.2017	16.09.2017	14	0	0	0	22,4	2,1	88	22,4	2,1	29,4
01.09.2017	45	М-I	Ревизия ВН	05.09.2017	09.09.2017	22	0	0	0	23	2,7	86	23	2,7	59,4
01.09.2017	47	М-I	Ревизия ЭЦН	02.09.2017	05.09.2017	22	0	0	0	46,2	6	84	46,2	6	132
01.09.2017	54	М-I	Ревизия ЭЦН	09.09.2017	12.09.2017	16	0	0	0	21,1	3,4	80	21,1	3,4	54,4
01.01.2018	18	М-I	Ревизия ВН	15.01.2018	21.01.2018	10	0	0	0	68,9	2,7	100	68,9	2,7	27,4
01.02.2018	6	М-I	Ревизия ВН	02.02.2018	06.02.2018	21	0	0	0	110,2	9,4	94	110,2	9,4	197,7
01.02.2018	15	М-I	Ревизия ЭЦН	20.02.2018	25.02.2018	4	0	0	0	126,6	9,4	93	126,6	9,4	37,6
01.02.2018	34	М-I	Ревизия ШГН	10.02.2018	15.02.2018	14	0	0	0	45,4	3,2	93	45,4	3,2	44,8
01.02.2018	39	М-I	Ревизия ЭЦН	06.02.2018	10.02.2018	18	0	0	0	13,4	0,5	98	13,4	0,5	8,4
01.02.2018	52	М-I	Ревизия ВН	25.01.2018	02.02.2018	25	0	0	0	9,2	3	59	9,2	3	74,6
01.02.2018	53	М-I	Ревизия ЭЦН	15.02.2018	20.02.2018	8	0	0	0	121	3,4	96	121	3,4	26,9
01.03.2018	25	М-I	Ревизия ВН	11.03.2018	17.03.2018	15	0	0	0	60,9	3,2	93	60,9	3,2	48
01.03.2018	50	М-I	Ревизия ЭЦН	03.03.2018	07.03.2018	24	0	0	0	19,8	2,6	86	19,8	2,6	62,4
01.03.2018	59	М-I	Ревизия ЭЦН	07.03.2018	11.03.2018	21	0	0	0	25,9	1,3	94	25,9	1,3	27,3
01.03.2018	54	М-I	Замена ЭЦН на ВН	25.02.2018	03.03.2018	28	0	0	0	14,7	4,3	65	14,7	4,3	120,4
01.09.2019	5	М-I	Ревизия ШГН	14.09.2018	18.09.2018	6	0	0	0	22,6	3,2	92	22,6	3,2	19,3
01.09.2019	34	М-I	Ревизия ШГН	18.09.2018	21.09.2018	10	0	0	0	36,3	1,8	93	36,3	1,8	18,1
01.09.2019	43	М-I	Ревизия ВН	01.09.2018	06.09.2018	24	0	0	0	19,2	5,4	64	19,2	5,4	130,3
01.09.2019	58	М-I	Ревизия ЭЦН	24.09.2018	26.09.2018	4	0	0	0	12,5	7	31	12,5	7	27,9
01.09.2019	61	М-I	Ревизия ЭЦН	21.09.2018	24.09.2018	6	0	0	0	26,6	2,8	85	26,6	2,8	16,9
01.10.2019	24	М-I	Ревизия ЭЦН	10.10.2018	18.10.2018	14	0	0	0	42,9	1,7	99	42,9	1,7	23,4
01.10.2019	38	М-I	Ревизия ЭЦН	13.10.2018	16.10.2018	15	0	0	0	62,1	2,6	95	62,1	2,6	38,8
01.10.2019	39	М-I	Ревизия ЭЦН	26.10.2018	29.10.2018	3	0	0	0	44,5	2,8	95	44,5	2,8	8,3
01.11.2019	19	М-I	Ревизия ЭЦН	24.11.2018	28.11.2018	1	0	0	0	33	2	92	33	2	2
01.11.2019	35	М-I	Ревизия ЭЦН	19.11.2018	22.11.2018	8	0	0	0	170,8	7,8	94	170,8	7,8	62,1
01.11.2019	49	М-I	Ревизия ЭЦН	12.11.2018	19.11.2018	9	0	0	0	30,6	2,8	88	30,6	2,8	25,2
01.12.2019	18	М-I	Ревизия ВН	11.12.2018	18.12.2018	10	0	0	0	75,7	3,6	85	75,7	3,6	36,3
01.12.2019	57	М-I	Ревизия ЭЦН	21.12.2018	24.12.2018	3	0	0	0	43,3	2,4	88	43,3	2,4	7,3
01.12.2019	58	М-I	Ревизия ЭЦН	18.12.2018	21.12.2018	8	1,3	1	3	5,2	4,1	1	3,9	3,1	25
01.01.2019	12	М-I	Ревизия ВН	01.01.2019	05.01.2019	27	0	0	0	67,5	2,6	95	67,5	2,6	71,4
01.01.2019	44	М-I	Ревизия ЭЦН	02.01.2019	05.01.2019	26	3,4	0,4	86	41,3	1,4	96	37,9	0,9	24,6
01.03.2019	48	М-I	Ревизия ЭЦН	23.02.2019	03.03.2019	28	0	0	0	33,4	1,8	93	33,4	1,8	50,1
01.03.2019	51	М-I	Ревизия ВН	04.03.2019	06.03.2019	25	0	0	0	6,9	1,1	80	6,9	1,1	28,4

№ п/п	№ скв	гор.	Намечаемые мероприятия	Дата начала	Дата конец	Кол-во дней	Параметры до ГТМ			Параметры после ГТМ			Прирост		Доп.добыча за период наблюд., т
							Qж, м³/сут	Qн, тн/сут	Сод. воды %	Qж, м³/сут	Qн, тн/сут	Сод. воды %	Qж, м³/сут	Qн, тн/сут	Qн, тн/сут
01.04.2019	45	М-I	Дополнительная перфорация в интервале 1257,5-1258,5 м. Спуск ВН	08.04.2019	14.04.2019	12	15,3	2,2	82	22,4	5,2	72	7,1	3	36,5
01.04.2019	59	М-I	Переход с перфорацией на интервалы 1265-1267, 1268-1270 м. Спуск ЭЦН	03.04.2019	08.04.2019	2	0	0	0	21,8	2	91	21,8	2	3,9
01.04.2019	60	М-I	Дополнительная перфорация в интервале 1256-1258 м. Спуск ВН	14.04.2019	22.04.2019	9	0	0	0	13,1	2,8	71	13,1	2,8	25,5
01.04.2019	24	М-I	Ревизия ЭЦН и НКТ	01.04.2019	03.04.2019	25	0	0	0	40,7	3,1	97	40,7	3,1	76,8
01.04.2019	39	М-I	Ревизия ЭЦН (замена кабеля)	29.03.2019	01.04.2019	29	0	0	0	60,7	5	90	60,7	5	145,7
01.05.2019	40	М-I	Спуск ЭЦН	21.05.2019	23.05.2019	4	0	0	0	15,6	1,8	86	15,6	1,8	7
01.06.2019	18	М-I	Ревизия ВН	17.06.2019	21.06.2019	9	0	0	96	54,5	1,9	96	54,5	1,9	17,1
01.06.2019	38	М-I	Ревизия ЭЦН	24.06.2019	26.06.2019	4	0	0	0	17,1	1	92	17,1	1	4,1
01.06.2019	45	М-I	Ревизия ВН	13.06.2019	17.06.2019	8	0	0	0	12,2	3,1	69	12,2	3,1	24,9
01.06.2019	47	М-I	Ревизия ЭЦН	05.06.2019	07.06.2019	23	0	0	0	51,5	4	93	51,5	4	92,9
01.08.2019	38	М-I	Ревизия ЭЦН	05.08.2019	13.08.2019	19	0	0	0	64,7	3,1	95	64,7	3,1	58,5
01.08.2019	45	М-I	Ревизия ВН	07.08.2019	09.08.2019	20	0	0	0	12,2	1,7	82	12,2	1,7	34,1
01.08.2019	64	М-I	Спуск ВН	21.08.2019	24.08.2019	4	0	0	0	16,4	16,3	1	16,4	16,3	65,1
01.10.2019	18	М-I	Ревизия ВН	12.10.2019	15.10.2019	17	0	0	0	61	1,5	97	61	1,5	25,6
01.11.2019	38	М-I	Ревизия ШГН	26.11.2019	29.11.2019	1	0	0	0	20	0,3	96	20	0,3	0,3
01.12.2019	38	М-I	Ревизия ЭЦН	23.12.2019	25.12.2019	6	0	0	0	69,5	4,9	90	69,5	4,9	29,2
01.12.2019	40	М-I	Ревизия ЭЦН	29.11.2019	01.12.2019	5	0	0	0	6,1	0,8	90	6,1	0,8	4
01.01.2020	21	М-I	Закачка азота (1249,5-1252,5м).	02.01.2020	02.01.2020	1	0	0	0	25	0	100	25	0	0
01.01.2020	21	М-I	Закачка азота (1249,5-1252,5м).	11.01.2020	11.01.2020	1	0	0	0	28,5	0	100	28,5	0	0
01.01.2020	45	М-I	Ревизия ЭЦН	24.01.2020	28.01.2020	3	0	0	0	21,3	1,4	92	21,3	1,4	4,1
01.02.2020	5	М-I	Ревизия ШГН	08.02.2020	10.02.2020	20	0	0	0	14,4	2,1	80	14,4	2,1	42,8
01.02.2020	19	М-I	Ревизия ЭЦН	21.02.2020	22.02.2020	7	0	0	0	26,7	1,6	93	26,7	1,6	11,3
01.02.2020	24	М-I	Ревизия ЭЦН	19.02.2020	21.02.2020	8	0	0	0	41,8	3	99	41,8	3	23,8
01.04.2020	5	М-I	Замена полированного штока	05.04.2020	05.04.2020	19	0,0	0,0	0	10,4	1,5	82	10,4	1,5	28,3
01.06.2020	10	М-1	Ревизия ЭЦН	28.08.2020	28.08.2020	3									0,0
01.06.2020	12	М-1	Ревизия ВН	21.08.2020	25.08.2020	6	0,0	0,0	0	37,3	3,2	89	37,3	3,2	18,9
01.06.2020	18	М-1	Ревизия ВН	28.08.2020	31.08.2020	1									0,0
01.06.2020	34	М-1	Ревизия ШГН	26.08.2020	28.08.2020	2	0,0	0,0	0	11,1	0,2	98	11,1	0,2	0,4
01.08.2020	6	М-1	Ревизия ЭЦН	13.10.2020	14.10.2020	16	0,0	0,0	0	19,7	2,5	84	19,7	2,5	40,6
01.08.2020	25	М-1	Ревизия ВН	02.10.2020	05.10.2020	27	0,0	0,0	0	33,6	2,8	87	33,6	2,8	74,7
01.08.2020	43	М-1	Ревизия ВН	16.10.2020	18.10.2020	12	0,0	0,0	0	19,7	2,5	84	19,7	2,5	30,4
01.08.2020	44	М-1	Ревизия ЭЦН	10.10.2020	13.10.2020	17	0,0	0,0	0	22,7	0,2	99	22,7	0,2	4,1
01.08.2020	47	М-1	Ревизия ЭЦН	14.10.2020	16.10.2020	14	0,0	0,0	0	45,9	2,2	93	45,9	2,2	30,1
01.04.2021	39	М-I	Ревизия ВН	08.04.2021	10.04.2021	2	33,8	1,5	94,1	73,6	3,8	93,6	39,8	2,3	79,5
01.04.2021	52	М-I	Ревизия ВН	01.04.2021	05.04.2021	4	0,0	0,0	0,0	4,9	0,6	83,8	4,9	0,6	19,4
01.04.2021	58	М-I	Ревизия ВН	05.04.2021	07.04.2021	2	0,0	0,0	0,0	30,6	2,2	91,0	30,6	2,2	61,2
01.05.2021	56	М-I	Ревизия ВН	03.05.2021	07.05.2021	4	0,0	0,0	0,0	4,6	1,1	76,7	4,6	1,1	18,4
01.07.2021	40	М-I	Переход на нижний объект в интервале 1273-1277 м.	13.07.2021	20.07.2021	7	9,9	0,2	98,2	16,7	0,2	98,8	6,8	0,0	47,4
01.07.2021	39	М-I	Ревизия НКТ	11.07.2021	12.07.2021	1	27,5	4,6	82,2	73,6	4,8	93,6	46,1	0,2	46,1
01.07.2021	60	М-I	Ревизия ВН	08.07.2021	11.07.2021	3	7,5	3,2	57,7	7,8	2,0	75,0	0,3	-1,1	1,0

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Согласно этой модели продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер.

Модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение.

На базе полученного распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $y(x)$ и производительности $W(x)$. Затем, используя схему Стайлза, которая представляет собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитывают параметры $KЗ$, F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей для месторождения Блиновское проводилось на основании прямых определений следующих параметров модели:

$V_{2з}$ – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами,

$V_{2п}$ – неоднородность пластов по проницаемости,

$V_{2я}$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию,

$h_{ср}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин,

$k_{ср. пр}$ – среднее значение проницаемости.

Учитывались данные о физических свойствах пластовых нефтей, газа, воды и вытесняющих агентов.

Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_o(t)$ - фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти - определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_d(t)$ с учетом известного общего числа, введенных в работу скважин $n_o(t)$. Параметр $q_o(t)$ - фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_o(t)$, определяется по формуле:

$$q_o(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_d(t) / Q_o(t)}$$

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ - фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_o(t)$, $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ по формуле:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t) / q_o(t)}$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_o , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем на базе полученной модели проводится прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В соответствии с «Едиными правилами разработки...» выделение в разрезе месторождений углеводородного сырья эксплуатационных объектов решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи для получения рациональной системы разработки в ближайшую прогнозируемую перспективу. Выбор наиболее рациональной системы разработки, как отдельных залежей, так и месторождения в целом, напрямую зависит от правильного выделения эксплуатационных объектов.

На месторождении Блиновское установлена нефтеносность 3 продуктивных горизонтов, из которых два горизонта М-I и М-II приурочены к арыкумскому горизонту и один горизонт Pz приурочен к поверхности палеозойского фундамента.

Основные промышленные запасы нефти месторождения сосредоточены в горизонте М-I (90% геологических запасов нефти всего месторождения). Коллекторы продуктивного арыкумского горизонта представлены песчано-алевритовыми и песчано-гравелитовыми толщами

Согласно действующему проекту «Уточненная технологическая схема...» было выделено 2 объекта разработки:

- ❖ I объект - горизонт М-I;
- ❖ II объект – горизонт М-II;

Объект доразведки – горизонт Pz.

В 2019г на месторождении была пробурена одна оценочная скважина №64. В рамках «Перевода запасов...» 2020г, с учетом сложившегося состояния и новых данных геологические и извлекаемые запасы нефти горизонтов были пересчитаны. По горизонту М-I геологические и извлекаемые запасы в пределах горного отвода по промышленной категории увеличились на 6,0%. Геологические - 7322 тыс.т., извлекаемые запасы -3485 тыс.т.

По горизонту М-II геологические запасы нефти по промышленной категории остались на уровне ранее утвержденных и составили - 638 тыс.т., извлекаемые – 345 тыс.т.

По горизонту PZ геологические запасы нефти по промышленной категории уменьшились на -17,9%, изменение связано с уменьшением площади на -18%, объема нефтеносности на -19%, по результатам бурения новой оценочной скв.№64. Геологические запасы - 55 тыс.т., извлекаемые – 6 тыс.т.

С учетом текущего состояния разработки и изученности горизонтов предлагается оставить выделение следующих объектов разработки согласно действующему проекту разработки:

I объект - горизонт М-I;

II объект – горизонт М-II;

Объект доразведки – горизонт Pz.

В таблице 3.4.1 приведены исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов месторождения.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Объекты		
	I	II	Объект доразведки
	М-I	М-II	PZ
1	2	3	4
Средняя глубина залегания, м	-1147,3	-1176,1	-1151,95
ВНК, м	-1181,4	-1185,5	-1181,4
Тип залежи	пластовая сводовая	пластовая сводовая	массивная, литол. и тектон. экранир.
Тип коллектора	поровый	поровый	трещиноватый
Площадь нефтеносности C_1 (C_2), тыс.км ²	21,41 (1,26)	1,43	0,27
Средняя общая толщина коллектора, м	3,91	4,1	12,14
Нефтенас. толщина, C_1 , м	3,33	3,35	16,5
Пористость, доли ед.	0,24	0,22	0,04
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,64	0,57	0,78
Проницаемость по керну / ГДИС, мД	262,65 /909,9	401,8 / -	0.007/-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47	0,61	0,12
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,6	2,2	8
Пластовая температура, °С	54,7	56	-
Текущее пластовое давление, МПа	10,8	12,2	-
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	2,55	2,2	-
Плотность нефти в пластовых условиях, г/м ³	0,773	0,74	0,823
Плотность нефти в стандартных условиях, г/м ³	0,78	0,754	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,079	1,103	-
Содержание серы в нефти, %	0,23	0,22	0,13
Содержание парафина в нефти, %	11,1	10,46	12,62
Содержание смол силикагелевых, %	12,2	12,3	11,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,23	1,64	-
Газосодержание нефти, м ³ /т	24,3	33,3	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,028	-	1,043
Средняя продуктивность, м ³ /сут·МПа	38,1	38,1	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т всего	7552	638	55
B+C ₁ +C ₂			
в т.ч. по категориям: B+C ₁	7322	638	55
C ₂	230	-	-

3.4.2 Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов

Особенностями геолого-физических условий залегания месторождения Блиновское являются:

- 1) Нормальное пластовое давление, относительно неглубокое залегание продуктивных залежей (средняя глубина М-I -1243,7м).
- 2) Коллектор характеризуется равномерной толщиной, средняя толщина продуктивного горизонта 3,0 м.
- 3) Высокая проницаемость мелового коллектора (0,909 мкм² по результатам ГДИС), средняя продуктивность, средние и низкие дебиты добывающих скважин месторождения.
- 4) Слабая неоднородность, залежь имеет хорошую гидродинамическую связанность пород-коллекторов.
- 5) Низкая вязкость пластовой нефти (2,5 мПа·с).

С учетом вышеизложенных особенностей условий залегания для принятия рентабельной системы разработки месторождения Блиновское определены следующие основные принципы размещения скважин:

1. Для увеличения степени вовлечения запасов, равномерно разбурить площадь месторождения Блиновское проектными скважинами.
2. Для поддержания пластового давления, и создания притока жидкости скважин применить смешанное заводнение. Предлагаемые к реализации варианты разработки, включают в себя усиление системы ППД путем перевода скважин под нагнетание.

При определении целесообразности размещения добывающих скважин в водонефтяных зонах предельная нефтенасыщенная толщина пласта определялась по формуле:

$$h_{\min} = h_{\text{внз}} / [1 + (A_2 \cdot \mu_e \cdot \rho_n / (1 - A_2) \cdot \mu_n \cdot \rho_e \cdot b_n)] \quad (3.1)$$

где

$h_{\min}$ – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим критериям, м;

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

A_2 – предельная обводненность добываемой продукции, доли ед.;

μ_v – вязкость воды, мПа·с;

ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³;

μ_n –вязкость пластовой нефти, мПа*с;

ρ_v - плотность воды в поверхностных условиях, г/см³;

b_n – объемный коэффициент, доли ед.

В обосновании показателей разработки принято, что при достижении предельной обводненности добываемой продукции (98,5%), а также дебит нефти ниже 0,3 т/сут скважины месторождения Блиновское будут отключаться. По характеристикам залежей и расположения скважин месторождения Блиновское, определили границу эффективной толщины расположения скважин более 3м.

Обоснование необходимости бурения скважин.

Скважины выбывают из фонда действующих по двум причинам: после выполнения своей технологической функции, достигнув заданного технологического и экономического предела, и вследствие аварии.

Учитывая текущее состояние разработки, когда уже отобрано более 70% извлекаемых запасов по месторождению и предусматривается бурение дополнительных скважин, что будет способствовать достижению или увеличению утвержденного коэффициента нефтеизвлечения, а также принимая во внимание безаварийную работу существующего фонда скважин, необходимости в бурении скважин-дублеров нет. Бурение добывающих скважин согласно предложенным вариантам разработки зависит от всех вышеперечисленных факторов.

3.4.3 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил...», «Методических указаний по составлению проектов...», результатов промышленной эксплуатации месторождения, а также геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, выявленных в результате эксплуатационного бурения. При выборе и обосновании расчетных вариантов разработки месторождения учитывались следующие особенности месторождения:

- ✓ геологическое строение;
- ✓ коллекторские свойства;
- ✓ физико-химическая характеристика пластовых флюидов;

- ✓ геолого-гидродинамическая характеристика и режим разработки эксплуатационных объектов;
- ✓ фактические данные ГДИС и текущее состояние месторождения.

В настоящее время месторождение находится в промышленной разработке согласно «Уточненному проекту разработки месторождения Блиновское».

Для расчета технологических показателей разработки нефтяных залежей выбраны 4 расчетных варианта.

В качестве базового **I варианта** в настоящей работе выбран вариант разработки, который предусматривает продолжение разработки с существующим фондом скважин. Для усиления системы ППД предлагается перевод под нагнетание 3 ед. Дополнительно предусмотрен перевод скважин с объекта на объект в количестве 5 ед., ввод из разведочного фонда 1 ед.

В качестве **II варианта** разработки выбран вариант разработки путем бурения новых скважин. По данному варианту всего предусматривается бурение 6 добывающих скважины на I объекте в 2025-2028гг. Также, учитывая прирост запасов на II блоке гор.М-I в скв.№21 предусматривается зарезка бокового ствола. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки.

III вариант (рекомендуемый) предусматривает расширение опытного участка по применению технологии Терратек в нагнетательных скважинах. Всего предусмотрено выполнение 15 скв/опер по применению ПАВ. Все остальные мероприятия аналогичны со вторым вариантом. В таблице 3.4.2 представлены геолого-технические мероприятия по рекомендуемому варианту.

IV вариант предусматривает уплотнение сетки скважин и бурение 10 добывающих скважин. Все остальные мероприятия аналогичны со вторым вариантом.

Таблица 3.4.2 - Геолого-технические мероприятия (рекомендуемый вариант)

№№ п/п	№ скв	Вид мероприятия	Целевой объект	Год
1	2	3	4	5
1	65	Ввод из бурения	I	2025
2	66	Ввод из бурения	I	2026
3	67	Ввод из бурения	I	2027
4	68	Ввод из бурения	I	2027
5	69	Ввод из бурения	I	2028
6	70	Ввод из бурения	I	2028
7	19	перевод под нагнетание	I	2024
8	28	перевод под нагнетание	I	2026
9	55	перевод под нагнетание	I	2028
10	64	ввод из разведочного фонда	I	2026
11	21	зарезка бокового ствола	I	2028
12	53	перевод со II объекта	I	2029
13	38	перевод со I объекта	II	2034
14	40	перевод со I объекта	II	2029
15	46	перевод со I объекта	II	2038
16	58	перевод со I объекта	II	2039

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

При составлении настоящего отчета использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Прогноз технологических показателей разработки произведен на основе статической обработки кривых падений добычи. Обоснованность применения данной методики базирующейся на прямых промысловых измерениях работы скважин, а именно на их коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t -го года.

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$
$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F_0}^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_{F_0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right],$$

где: $q_F^{(t)}$ - текущая расчетная добыча жидкости;

$Q_{F_0}^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t -го года весовые начальные извлекаемые запасы жидкости.

Расчетные параметры определялись исходя из материалов опробования скважин на стадиях пробной эксплуатации и разработки с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных горизонтов.

Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Погрешности в оценках прогнозных технологических показателей разработки при статистическом подходе связаны, в основном, с недостаточностью информации, что ограничивает надежность известных детерминированных гидродинамических моделей пластовых систем.

Статистические методы прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку разведанных объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин в рамках настоящего отчета применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S}$$

где, k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

В рамках данного проекта рассмотрен вариант с зарезкой бокового ствола с горизонтальной конструкцией на I объекте. Расчёт дебита горизонтальной нефтяной скважины по методу Джоши представлено ниже. Установившийся приток к горизонтальной скважине в зависимости от его длины, можно рассчитать по формуле Джоши:

$$Q_z = \frac{2\pi K_z h \Delta P}{\mu B} \frac{1}{\left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_c} \right]} \quad a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4} \right]^{0.5}$$

где K_z – коэффициент проницаемости по горизонтали, K_e – коэффициент проницаемости по вертикали, h – толщина продуктивного пласта, ΔP – перепад давления, μ – коэффициент динамической вязкости нефти, β – объемный коэффициент нефти, L – длина горизонтального ствола, r_c – радиус скважины, a – большая полуось эллипса дренирования, R_k – радиус дренирования для горизонтальной скважины (условный радиус контура питания).

Таблица 3.4.3 - Основные параметры для расчета горизонтального ствола скважины №21

Скв.	21
Коэффициент проницаемости по горизонтали, мкм ²	0,3
Толщина, м	2,5
Рп, Мпа	10,8
Рз, Мпа	9,8
dP, Мпа	1
Вязкость, мПа*с	2,7
Объемный коэф. нефти	1,079
Радиус скважины, м	0,108
Радиус дренирования для гор скважины, м	700
Длина горизонтального ствола, м	150
a, м	727,5
Плотность, т/м ³	0,773
Дебит, м ³ /сут	12,7

Разбуривание месторождения во всех вариантах планируется осуществить вертикальными скважинами. Проектная глубина вертикальных скважин составит 1300м.

Входной дебит проектных скважин меняются в пределах от 2,0 до 3,0 т/сут. Порядок ввода скважин из бурения согласован с Недропользователем. Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки по объектам показаны в таблице 3.4.4-3.4.5.

Таблица 3.4.4 - Основные исходные характеристики расчетных вариантов

Наименование	I объект				II объект	
	Варианты					
	I	II	III	IV	I	II-IV
Геологические запасы нефти C ₁ , тыс.т.	7322	7322	7322	7322	638	638
Режим разработки	Водонапорный					
в том числе:	ППД				Естественный	
Система заводнения	Приконтурная				-	
Плотность сетки, га/скв	44,6	39,6	39,6	36,9	28,6	23,8
Расстояние между скважинами, м	250-270	250-260	250-260	240-240	250-250	250-250
Соотношение скважин, доб./наг.	3,0:1	3,5:1	3,5:1	3,8:1	-	-
Режим работы скважин:						
добывающих	Максимальное снижение динамического уровня					
нагнетательных	Р _{заб} =0,9*Р _{гри}				-	
Коэффициент использования скважин, д. ед.						
добывающих	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	1	1	1	1	-	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.:						
добывающих	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
нагнетательных	0,90	0,90	0,90	0,90	-	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	36/12	42/12	42/12	46/12	5/0	6/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	37	37	37	37	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	0	6	6	10	0	0
Перевод доб. скважин с другого объекта, ед.	1	1	1	1	4	5
Перевод с другого фонда (с консервации и т.д.). ед	1	1	1	1	0	0
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	9	9	9	9	0	0
Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	-	-	-	-	-	-
Перевод скважин под нагнетание, ед.	3	3	3	3	-	-
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	65,0	60,0	65,0	70,0	-	-
Принятый коэффициент компенсации отбора, накопл, %	48,7	50,0	54,6	56,5	-	-
Удельные начальные геологические запасы на 1 скв., тыс.т	187,7	162,7	162,7	149,4	127,6	106,3
Способ эксплуатации добывающих скважин	механизированный					
Рабочий агент для закачки в пласт	вода	вода	вода	вода	-	-

3.4.5 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти из основного продуктивного горизонта М-I добыча нефти осуществляется с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт. На сегодняшний день на месторождении ППД осуществляется приконтурной закачкой воды. Для ППД используется попутно добываемая вода, предварительно подготовленная до требуемого качества.

3.4.6 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта.

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

$$K_1 = k_1' \cdot k_1'',$$

где k_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной $\left(\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} \right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$k_1' = 1 - \left(\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} \right)^2, \quad \frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B} \right)},$$

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.

k_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов:

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

где m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной и избирательной системе заводнения, если соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m \leq 3$, то $m_p = 1$;

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, км².

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$k_B = k_1' \cdot k_1'' \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2,$$

k_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента.

Коэффициент вытеснения нефти водой на основе проведенных специальных исследований керна отобранных из скважин №50 и 64 составил 63,2%.

Количества резервных скважин

Прогнозирование разработки на данный момент выполнено по результатам обобщения всей геологической информации о геолого-физических параметрах эксплуатационных объектов и пластовых флюидов. Согласно п.п.2.15 Методических указаний по составлению проектов разработки во всех рассматриваемых вариантах разработки рекомендуется предусматривать резервный фонд скважин с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах контура их размещения. Количество резервных скважин в проектах разработки может составлять 10-25% от основного фонда скважин.

Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам

Согласно п.107 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;

- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

Ниже в таблице указаны проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

- 1) коэффициент компенсации по залежам;
- 2) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 3) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 4) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 5) объемы добычи углеводородов;
- 6) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 7) показатели ввода эксплуатационных скважин.

Ниже в таблице 3.4.5 указаны проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам.

Таблица 3.4.5 - Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам

№/п	Характеристики	Объект	
		I объект	II объект
1	Плотность сетки скважин, га/скв	39,6	23,8
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	3,5:1	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %	65,0	-
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	4,8-4,5*	7,4-5,7*
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	3,7-3,4*	6,1-4,4*
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам	1,3*	1,2-1,3*
7	Объемы добычи углеводородов	+/- 10% от годовых показателей добычи из таблицы, приведенной в разделе 4.1	
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления	+/- 10% от годовых показателей закачки из таблицы, приведенной в разделе 4.1	
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблицы, приведенной в разделе 4.1	

* - значения соотношении $R_{пл}/R_{нас}$, $R_{заб}/R_{нас}$, $R_{пл}/R_{заб}$ по годам приведены в таблицах 4.1-4.2.

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

В настоящем разделе описаны предполагаемые капитальные вложения по 4-м вариантам разработки месторождения Блиновское.

В качестве **базового** варианта в настоящей работе выбран вариант разработки, который предусматривает продолжение разработки существующим фондом скважин при сложившейся системе разработки, с переводом под нагнетание 3 добывающих скважин. Фонд скважин составит 36 добывающих и 12 нагнетательных скважин соответственно. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 48 лет (2022-2069гг.).

В качестве **второго варианта** разработки выбран вариант разработки, предусматривающий уплотнение сетки скважин и дополнительное бурение 6 добывающих скважин, также с целью охвата площади разработкой на II блоке горизонта М-I в скважине №21 предусматривается зарезка бокового ствола. Все остальные мероприятия аналогичны с первым вариантом. Фонд скважин составит 42 добывающих и 12 нагнетательных скважин соответственно. Общий фонд составит: добывающих – 37 ед., нагнетательных – 12 ед. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 67 лет (2022-2088гг.).

Третий вариант предусматривает расширение опытного участка технологии Терратек в нагнетательных скважинах. Всего предусмотрено выполнение 15 скв/опер по применению ПАВ. Все остальные мероприятия аналогичны со вторым вариантом. Фонд скважин составит 42 добывающих и 12 нагнетательных скважин соответственно. Рентабельный срок разработки месторождения составит 67 лет (2022-2088гг.).

Четвертый вариант предусматривает уплотнение сетки скважин и бурение 10 добывающих скважин. Все остальные мероприятия аналогичны со вторым вариантом. Фонд скважин составит 46 добывающих и 12 нагнетательных скважин соответственно. Рентабельный срок разработки месторождения составит 64 года (2022-2085гг.).

Расчет капитальных вложений по вариантам разработки включает в себя:

- бурение добывающих скважин;
- обустройство скважин;
- ввод скважин с разведочного фонда;
- перевод скважин с других объектов;
- перевод скважин под закачку;
- КРС скважин;
- ПРС скважин;
- РИР;

- зарезка бокового ствола;
- ПАВ;
- ликвидация скважин.

Согласно требованиям, действующим в данное время в нефтегазовой отрасли Республики Казахстан, расходы на бурение добывающих скважин определялись путем суммирования затрат на суточную проходку, количеством суток бурения, и затрат на заканчивание скважин, с учетом прироста эффективности и расходы на коэффициент суточного использования буровой установки. Стоимость бурения вертикальной скважины составляет- 94,16 тыс.\$/скважина. Обустройство и освоение скважины – 47,27 тыс.\$/скважина. Перевод скважин под закачку -5,05 тыс.\$/скважина. Перевод скважин с других объектов- 3,26 тыс.\$/скважина. Ввод скважин из разведочного фонда – 7,07 тыс.\$/скважина. КРС – 7,07 тыс.\$/скважина. ПРС– 6,06 тыс.\$/скважина. РИР– 6,06 тыс.\$/скважина. ПАВ- 14,14 тыс.\$/скважина. Зарезка бокового ствола-94,16 тыс.\$/скважина. Стоимость затрат по ликвидации скважины – 3,92 тыс.\$/скважина.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты определены по элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки нефти.

Эксплуатационные затраты были разделены на группы:

- производственные расходы (включаемые в себестоимость продукции);
- расходы периода;
- нормативы для расчета платежей в бюджет.

Нормативы производственных затрат и расходы периода определены на основе фактических данных недропользователя.

К затратам, включаемым в себестоимость продукции, относятся:

- кривая восстановления давления (КВД);
- метод установившихся отборов (МУО);
- отбор проб нефти в пластовых условиях;
- ГИС контроль;
- определение профиля приемистости;
- затраты на хим. реагенты;

- затраты на питание;
- текущий ремонт автодорог;
- ремонт зданий и сооружений технического назначения;
- ремонт выкидных линий;
- техническое обслуживание насосов ВН, ЭЦН, ШГН;
- текущий ремонт автотранспорта;
- ремонт АГЗУ;
- аренда спецтехники;
- аренда газогенераторов;
- экологические расходы;
- услуги охраны;
- страхование сотрудников ППП;
- ФОТ ППП;

Расходы периода связаны с обычной деятельностью предприятия и включают в себя:

- ФОТ АУП;
- страхование сотрудников АУП;
- общеадминистративные расходы;
- приобретение авиабилетов;
- аудиторские и банковские услуги;
- обслуживание информационных систем.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат, налогов и платежей в бюджет по месторождению представлены в таблицах 3.5.1, 3.5.2.

Таблица 3.5.1 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ:			
1.	Кривая восстановления давления (КВД)	тыс.\$/скважина	1,95
2.	Метод установившихся отборов (МУО)	тыс.\$/скважина	3,70
3.	Отбор проб нефти в пластовых условиях	тыс.\$/скважина	7,43
4.	ГИС контроль	тыс.\$/скважина	3,23
10.	Определение профиля приемистости	тыс.\$/нагнет.скв.	3,02
10.1	Среднее количество нагнет скважин в год для определения приемистости	число скв./год	1
11.	Затраты на хим. реагенты		
11.1	Стоимость ингибитор солеотложения, тыс. долл.	\$/тонна реагента	1 268,69
11.2	Расход ингибитор солеотложения для подготовки нефти	гр/тонн жидкости	12
11.3	Стоимость ингибитор коррозии, тыс. долл.	\$/тонна реагента	1 268,69
11.4	Расход ингибитор коррозии для подготовки нефти	гр/тонн жидкости	150
12.	Затраты на питание	тыс.\$/год	4,58
13.	Текущий ремонт автодорог	тыс.\$/год	15,35

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
14.	Ремонт зданий и сооружений технического назначения (раз в 10 лет)	тыс.\$/год	86,87
	Ремонт выкидных линий	тыс.\$/год	51,72
	Техническое обслуживание насосов ВН,ЭЦН,ШГН	тыс.\$/фонд скважин	0,32
15.	Текущий ремонт автотранспорта	тыс.\$/год	8,08
16.	Ремонт АГЗУ (раз в 3 года)	тыс.\$/год	4,31
17.	Аренда спецтехники	тыс.\$/год	3,33
18.	Аренда газогенераторов	тыс.\$/год	165,0
	Экологические расходы	\$/тонна	0,66
19.	Услуги охраны	тыс.\$/год	18,03
20.	Страхование сотрудников ППП	\$/работник ПП	79,91
21.	ФОТ ППП		
21.1	Среднегодовая заработная плата сотрудника ППП	тыс.\$/год/ сотрудник ППП	6,40
21.2	Количество сотрудников ППП	человек	46
21.3	Показатель потребности сотрудников ППП	человек/скважина	1,394
РАСХОДЫ ПЕРИОДА:			
1.	ФОТ АУП		
1.1.	Среднегодовая заработная плата сотрудника АУП	тыс.\$ /год/ сотрудник АУП	8,03
1.2.	Количество сотрудников АУП	человек	15
1.3.	Показатель потребности сотрудников АУП	человек/скважина	0,454
2.	Страхование сотрудников	\$/сотрудник АУП	79,91
3.	Общедминистративные расходы	тыс.\$/год	62,49
4.	Приобретение авиабилетов	тыс.\$/год	30,9
5.	Аудиторские услуги	тыс.\$/год	5,92
6.	Обслуживание информационных систем	\$/тонна нефти	1,50
7.	Количество баррелей в тонне на экспорт	bbl/тонна	7,30
8.	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	37
9.	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	63
10.	Технологические потери нефть	%	0,75
11.	Использование нефти на собственные нужды	%	2
12.	Инфляция цены на продукцию, капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2,0

Таблица 3.5.2 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1.	Затраты на обучение казахстанских специалистов	% от затрат на добычу	1,00
3.	Ликвидационный фонд с 2022-2033гг.	\$/тонна	удельный норматив в таблице 12.3.1
4.	Социально-экономическое развитие региона.	тыс.\$/год	200,0
5.	НИОКР	% от СГД	1,00
6.	Корпоративный подоходный налог	%	20,00
7.	Налог на сверхприбыль	%	по шкале
8.	Таможенная пошлина	\$/тонна	по шкале
9.	Прочие налоги	тыс.\$/год	22,76
10.	Цена реализации нефти на внешнем рынке	\$/тонна	427,89
11.	Цена реализации нефти на внутреннем рынке	\$/тонна	203,50
12.	Цена транспорта нефти на внешнем рынке	\$/тонна	23,15
13.	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке	\$/тонна	6,43
14.	Год начала инфляции	год	2023
15.	Курс доллара США	тенге/доллар	495

Амортизация

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом. Сумма амортизационных отчислений исчисляется путем применения нормы амортизации, определяемой по усмотрению недропользователя, к сумме накопленных расходов по группе амортизируемых активов, предусмотренной настоящим пунктом, на конец налогового периода.

Амортизационные отчисления по группам для налогообложения определялись путем применения норм амортизации согласно таблице 3.5.3.

Амортизационные отчисления, относимые на себестоимость продукции рассчитывались производственным методом.

Таблица 3.5.3 - Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам

№ п/п	№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации, %
1	2	3	4
1.	I	Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	10
2.	II	Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	25
3.	III	Компьютеры и оборудование для обработки информации	40
4.	IV	Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	15

Налоги и платежи

Все налоги и платежи недропользователь платит согласно действующему Налоговому Кодексу Республики Казахстан и контракту на недропользование.

К обязательным налоговым платежам, которые платит недропользователь, относятся:

- налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (Таблица 3.5.4).

Таблица 3.5.4- Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставка, в %
1	2	3
1.	до 250 000 тонн включительно	5
2.	до 500 000 тонн включительно	7
3.	до 1 000 000 тонн включительно	8
4.	до 2 000 000 тонн включительно	9
5.	до 3 000 000 тонн включительно	10
6.	до 4 000 000 тонн включительно	11
7.	до 5 000 000 тонн включительно	12
8.	до 7 000 000 тонн включительно	13
9.	до 10 000 000 тонн включительно	15
10.	свыше 10 000 000 тонн	18

Налоговой базой для исчисления налога на добычу полезных ископаемых является стоимость объема добытых за налоговый период сырой нефти.

В целях исчисления налога на добычу полезных ископаемых из общего объема добытых углеводородов подлежит исключению объем полезных ископаемых, извлекаемых из состава списанных запасов (возврат потерь) по месторождению.

Согласно п.1 статья 743 НК РК: «В случае реализации и (или) передачи нефти на внутреннем рынке Республик Казахстан... к установленным ставкам применяется понижающий коэффициент 0,5.

- рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (Таблица 3.6.5).

Таблица 3.5.5 - Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1	2	3
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Налоговой базой для исчисления рентного налога на экспорт по сырой нефти является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены.

- экспортная таможенная пошлина, согласно шкале (таблица 3.5.6).

Таблица 3.5.6 - Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	\$/тонна
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65

№ п/п	Мировая цена	\$/тонна
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Налоговой базой для исчисления экспортной таможенной пошлины является стоимость экспортируемой нефти, исходя из объема нефти и мировой цены.

- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 3.5.7).

Таблица 3.5.7 - Ставки налога на сверхприбыль

№ п/п	Значение отношения совокупного годового дохода к вычетам	Налоговая база	Ставка, в %	Сумма налога, подлежащая уплате в бюджет
1	2	3	4	5
1.	меньшее или равное 1,25	не облагается	0	
2.	от 1,25 до 1,3 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,25 до 1,3	10	сумма налога, исчисленная по ставке 10 %
3.	от 1,3 до 1,4 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,3 до 1,4	20	сумма налога, исчисленная по ставкам 10% и 20 %
4.	от 1,4 до 1,5 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,4 до 1,5	30	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20 % и 30%
5.	от 1,5 до 1,6 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,5 до 1,6	40	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30% и 40%
6.	от 1,6 до 1,7 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,6 до 1,7	50	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40% и 50%
7.	свыше 1,7	часть чистого дохода, превышающая значение 1,7	60	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40%, 50% и 60%

Налоговой базой для исчисления налога на сверхприбыль является часть чистого дохода недропользователя, исчисляемая по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая 25 процентов от суммы вычетов.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

В рамках настоящего проекта рассмотрено 4 варианта разработки месторождения, рассматривающие уплотнения сетки скважин на неохваченных дренированием участках эксплуатационных объектов путем бурения новых скважин с выполнением программы геолого-технических мероприятий (оздоровление бездействующих скважин, переводы между объектами).

I вариант предусматривает продолжение разработки существующим фондом скважин при сложившейся системе разработки с восстановлением бездействующих скважин и вводом с разведочного фонда скважины №64. Также, с целью усиления фронта закачки, после выработки удельных запасов предусматривается перевод под нагнетание 3 добывающих скважин (№№19, 28, 55). Фонд скважин составит 36 добывающих и 12 нагнетательных скважин соответственно.

II вариант предусматривает уплотнение сетки скважин и дополнительное бурение 6 добывающих скважин, также с целью охвата площади разработкой на II блоке горизонта М-I (I объект) в скважине №21 предусматривается зарезка бокового ствола. Все остальные мероприятия аналогичны с первым вариантом. Фонд скважин составит 42 добывающих и 12 нагнетательных скважин соответственно.

III вариант предусматривает расширение опытного участка технологии Терратек в нагнетательных скважинах. Всего предусмотрено выполнение 15 скв/опер по применению ПАВ. Все остальные мероприятия аналогичны со вторым вариантом. Фонд скважин составит 42 добывающих и 12 нагнетательных скважин соответственно.

IV вариант предусматривает уплотнение сетки скважин и бурение 10 добывающих скважин. Все остальные мероприятия аналогичны со вторым вариантом. Фонд скважин составит 46 добывающих и 12 нагнетательных скважин соответственно.

Прогнозные технологические показатели разработки по 3 варианту разработки по объектам и в целом по месторождению приведены в таблицах 4.1.1-4.1.6.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	38	24	0	9	2,2	33,4	48,5
2023	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	38	30	0	9	1,6	25,3	42,9
2024	0	0	0	0	0	56	72,8	2	0	36	32	0	9	1,4	22,6	40,7
2025	1	1	0	0	0	57	74,1	1	0	36	34	0	9	1,3	21,0	40,2
2026	1	1	0	1	0	58	75,4	1	0	36	36	1	10	1,4	21,8	48,1
2027	2	2	0	0	0	60	78,0	0	0	38	38	0	10	1,4	20,9	52,1
2028	2	2	0	0	1	62	80,6	0	0	39	39	1	11	1,6	24,3	69,4
2029	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	39	39	0	11	1,7	29,5	70,7
2030	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	39	39	0	11	1,6	29,1	74,2
2031	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	38	38	1	12	1,6	26,3	66,4
2032	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	38	38	0	12	1,5	25,7	64,6
2033	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	38	38	0	12	1,4	25,3	63,3
2034	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	38	38	0	12	1,5	29,2	62,0
2035	0	0	0	0	0	62	80,6	2	0	36	36	0	12	1,5	30,3	60,9
2036	0	0	0	0	0	62	80,6	2	1	35	35	0	11	1,5	30,7	65,5
2037	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	11	1,5	30,3	64,7
2038	0	0	0	0	0	62	80,6	1	1	35	35	0	10	1,5	34,4	70,4
2039	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	10	1,6	40,2	69,6
2040	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	10	1,5	39,5	69,2
2041	0	0	0	0	0	62	80,6	1	1	35	35	0	9	1,5	38,8	76,4
2042	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,5	38,2	76,1
2043	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,4	37,5	75,7
2044	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,4	36,9	75,4
2045	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,4	36,3	75,1
2046	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,3	35,8	74,8
2047	0	0	0	0	0	62	80,6	1	1	35	35	0	8	1,3	35,3	83,8
2048	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	8	1,3	34,7	83,6
2049	0	0	0	0	0	62	80,6	1	0	34	34	0	8	1,3	35,2	83,1
2050	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,2	34,7	83,0
2051	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,2	34,3	82,8
2052	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,2	33,8	82,7
2053	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,2	33,4	82,6
2054	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,1	33,0	82,5
2055	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,1	32,7	82,5
2056	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,1	32,3	82,5
2057	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,1	32,0	82,5
2058	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,0	31,7	82,6
2059	0	0	0	0	0	62	80,6	2	0	32	32	0	8	1,1	33,1	81,9
2060	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,0	32,9	82,1
2061	0	0	0	0	0	62	80,6	1	0	31	31	0	8	1,2	42,2	82,0
2062	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,2	41,6	82,3
2063	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,1	40,9	82,6
2064	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,1	40,3	83,0
2065	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,1	39,7	83,3
2066	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,1	39,2	83,8
2067	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,0	38,7	84,2
2068	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,0	38,3	84,7
2069	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,0	37,9	85,3
2070	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	1,0	37,5	85,8
2071	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,9	37,1	86,4
2072	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,9	36,8	87,1
2073	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,9	36,5	87,7
2074	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,9	36,2	88,3
2075	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,9	36,0	88,9
2076	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,8	35,8	89,6
2077	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,8	35,6	90,4
2078	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,8	35,5	91,2
2079	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,8	35,4	92,1
2080	0	0	0	0	0	62	80,6	1	0	30	30	0	8	0,8	36,3	92,3
2081	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	30	30	0	8	0,8	36,2	93,1
2082	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	30	30	0	8	0,8	36,1	93,9

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2083	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	30	30	0	8	0,7	36,0	94,8
2084	0	0	0	0	0	62	80,6	1	0	29	29	0	8	0,7	37,1	95,2
2085	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	29	29	0	8	0,7	37,2	96,3
2086	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	29	29	0	8	0,7	37,2	97,5
2087	0	0	0	0	0	62	80,6	1	1	29	29	0	7	0,7	37,3	112,8
2088	0	0	0	0	0	62	80,6	2	0	27	27	0	7	0,7	39,9	113,0

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	16,3	0,4	2,0	3014,6	78,7	0,376	248,8	9406,1	93,5	111,6	2741,8	40,5	0,395	41,226
2023	14,2	0,4	1,7	3028,8	79,1	0,378	221,7	9627,7	93,6	98,7	2840,5	40,3	0,344	41,569
2024	13,3	0,3	1,7	3042,1	79,4	0,380	211,3	9839,0	93,7	93,5	2934,0	40,0	0,321	41,890
2025	13,0	0,3	1,6	3055,1	79,7	0,381	209,0	10048,0	93,8	92,4	3026,4	40,0	0,314	42,205
2026	16,2	0,4	2,1	3071,2	80,2	0,383	258,8	10306,8	93,8	123,0	3149,4	43,0	0,391	42,595
2027	17,0	0,4	2,2	3088,3	80,6	0,385	262,9	10569,7	93,5	133,1	3282,5	45,8	0,410	43,005
2028	20,7	0,5	2,8	3108,9	81,1	0,388	313,6	10883,3	93,4	194,9	3477,4	56,2	0,497	43,502
2029	21,5	0,6	3,0	3130,5	81,7	0,391	380,3	11263,6	94,3	198,8	3676,2	47,3	0,521	44,023
2030	20,5	0,5	2,9	3151,0	82,2	0,393	374,9	11638,5	94,5	208,5	3884,7	50,4	0,497	44,520
2031	19,6	0,5	2,9	3170,6	82,8	0,396	330,7	11969,2	94,1	203,4	4088,1	55,7	0,475	44,995
2032	18,7	0,5	2,8	3189,3	83,2	0,398	323,0	12292,3	94,2	198,1	4286,2	55,5	0,453	45,448
2033	18,0	0,5	2,8	3207,3	83,7	0,400	317,0	12609,3	94,3	193,9	4480,1	55,4	0,436	45,884
2034	18,6	0,5	3,0	3225,9	84,2	0,402	366,2	12975,5	94,9	190,1	4670,2	47,1	0,455	46,339
2035	18,0	0,5	3,0	3243,9	84,7	0,405	360,3	13335,8	95,0	186,7	4857,0	47,0	0,440	46,778
2036	17,4	0,5	3,0	3261,3	85,1	0,407	355,2	13691,0	95,1	184,0	5040,9	47,0	0,426	47,204
2037	16,9	0,4	3,0	3278,2	85,6	0,409	350,9	14041,8	95,2	181,8	5222,7	47,0	0,414	47,618
2038	17,4	0,5	3,2	3295,6	86,0	0,411	397,9	14439,7	95,6	179,9	5402,6	41,1	0,431	48,049
2039	18,4	0,5	3,4	3314,0	86,5	0,413	464,7	14904,4	96,0	177,7	5580,3	34,8	0,458	48,507
2040	17,9	0,5	3,5	3331,9	87,0	0,416	456,8	15361,1	96,1	176,9	5757,2	35,3	0,447	48,954
2041	17,4	0,5	3,5	3349,3	87,4	0,418	448,6	15809,7	96,1	175,7	5932,9	35,7	0,435	49,389
2042	17,0	0,4	3,5	3366,4	87,9	0,420	441,2	16250,9	96,1	175,0	6107,9	36,1	0,424	49,813
2043	16,6	0,4	3,6	3383,0	88,3	0,422	433,9	16684,8	96,2	174,1	6282,0	36,5	0,413	50,227
2044	16,2	0,4	3,6	3399,2	88,7	0,424	426,8	17111,7	96,2	173,3	6455,4	37,0	0,403	50,630
2045	15,8	0,4	3,7	3414,9	89,1	0,426	420,1	17531,8	96,2	172,6	6628,0	37,4	0,393	51,022
2046	15,4	0,4	3,7	3430,4	89,5	0,428	413,7	17945,5	96,3	172,0	6799,9	37,9	0,383	51,406
2047	15,0	0,4	3,8	3445,4	89,9	0,430	407,5	18353,0	96,3	171,4	6971,3	38,3	0,374	51,779
2048	14,7	0,4	3,8	3460,1	90,3	0,432	401,7	18754,7	96,3	170,9	7142,2	38,7	0,365	52,144
2049	14,3	0,4	3,9	3474,4	90,7	0,433	395,4	19150,1	96,4	169,9	7312,1	39,2	0,355	52,499
2050	14,0	0,4	3,9	3488,4	91,1	0,435	390,1	19540,1	96,4	169,6	7481,7	39,6	0,347	52,846
2051	13,7	0,4	4,0	3502,0	91,4	0,437	385,1	19925,2	96,5	169,3	7651,0	40,1	0,339	53,184
2052	13,3	0,3	4,1	3515,4	91,8	0,439	380,1	20305,4	96,5	169,0	7820,1	40,5	0,330	53,515
2053	13,0	0,3	4,1	3528,4	92,1	0,440	375,5	20680,9	96,5	168,8	7988,9	41,0	0,323	53,837
2054	12,7	0,3	4,2	3541,2	92,4	0,442	371,1	21052,0	96,6	168,7	8157,5	41,4	0,315	54,153
2055	12,5	0,3	4,3	3553,6	92,8	0,443	367,0	21419,0	96,6	168,6	8326,1	41,9	0,308	54,461
2056	12,2	0,3	4,4	3565,8	93,1	0,445	363,2	21782,2	96,6	168,6	8494,8	42,3	0,301	54,762
2057	11,9	0,3	4,5	3577,7	93,4	0,446	359,5	22141,7	96,7	168,7	8663,5	42,8	0,294	55,056
2058	11,7	0,3	4,6	3589,4	93,7	0,448	356,2	22497,8	96,7	168,9	8832,4	43,2	0,288	55,344
2059	11,3	0,3	4,7	3600,7	94,0	0,449	350,4	22848,2	96,8	167,4	8999,8	43,6	0,279	55,623
2060	11,1	0,3	4,8	3611,7	94,3	0,451	347,5	23195,7	96,8	167,7	9167,5	44,0	0,273	55,896
2061	12,2	0,3	5,6	3623,9	94,6	0,452	431,9	23627,6	97,2	167,7	9335,2	35,4	0,306	56,202
2062	11,9	0,3	5,7	3635,9	94,9	0,454	425,8	24053,4	97,2	168,2	9503,4	36,1	0,299	56,501
2063	11,6	0,3	6,0	3647,5	95,2	0,455	419,1	24472,5	97,2	168,9	9672,3	36,8	0,291	56,792
2064	11,4	0,3	6,2	3658,9	95,5	0,457	412,8	24885,3	97,2	169,6	9841,8	37,5	0,284	57,076
2065	11,1	0,3	6,4	3669,9	95,8	0,458	406,9	25292,2	97,3	170,3	10012,2	38,2	0,277	57,354
2066	10,8	0,3	6,7	3680,8	96,1	0,459	401,5	25693,7	97,3	171,2	10183,4	38,9	0,271	57,624
2067	10,6	0,3	7,0	3691,4	96,4	0,461	396,5	26090,2	97,3	172,1	10355,5	39,7	0,264	57,889
2068	10,3	0,3	7,4	3701,7	96,6	0,462	391,9	26482,0	97,4	173,2	10528,7	40,4	0,258	58,147
2069	10,1	0,3	7,8	3711,8	96,9	0,463	387,7	26869,7	97,4	174,3	10703,0	41,1	0,252	58,399

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2070	9,9	0,3	8,3	3721,7	97,1	0,464	383,8	27253,5	97,4	175,5	10878,4	41,8	0,246	58,645
2071	9,7	0,3	8,8	3731,4	97,4	0,466	380,2	27633,7	97,5	176,7	11055,1	42,5	0,240	58,885
2072	9,4	0,2	9,5	3740,8	97,6	0,467	377,0	28010,7	97,5	178,0	11233,1	43,1	0,235	59,120
2073	9,2	0,2	10,2	3750,1	97,9	0,468	373,9	28384,7	97,5	179,2	11412,2	43,8	0,229	59,349
2074	9,0	0,2	11,1	3759,1	98,1	0,469	371,2	28755,9	97,6	180,5	11592,7	44,4	0,224	59,573
2075	8,8	0,2	12,2	3767,9	98,3	0,470	368,6	29124,5	97,6	181,8	11774,5	45,1	0,218	59,791
2076	8,6	0,2	13,6	3776,5	98,6	0,471	366,5	29491,0	97,7	183,2	11957,7	45,7	0,213	60,004
2077	8,4	0,2	15,3	3784,9	98,8	0,472	364,8	29855,7	97,7	184,8	12142,4	46,3	0,208	60,211
2078	8,2	0,2	17,7	3793,1	99,0	0,473	363,3	30219,0	97,7	186,4	12328,9	46,9	0,203	60,414
2079	8,0	0,2	21,0	3801,1	99,2	0,474	362,3	30581,3	97,8	188,2	12517,1	47,5	0,198	60,612
2080	7,8	0,2	25,9	3808,9	99,4	0,475	359,4	30940,8	97,8	188,7	12705,8	48,0	0,193	60,805
2081	7,6	0,2	34,1	3816,5	99,6	0,476	358,3	31299,1	97,9	190,2	12896,1	48,6	0,188	60,993
2082	7,4	0,2	50,6	3823,9	99,8	0,477	357,5	31656,6	97,9	191,9	13088,0	49,1	0,184	61,176
2083	7,3	0,2	100,2	3831,2	100,0	0,478	357,2	32013,8	98,0	193,8	13281,8	49,7	0,179	61,356
2084	7,1	0,2		3838,2	100,2	0,479	355,5	32369,4	98,0	194,7	13476,5	50,1	0,174	61,530
2085	6,9	0,2		3845,2	100,4	0,480	355,9	32725,3	98,1	196,9	13673,4	50,6	0,170	61,700
2086	6,8	0,2		3851,9	100,5	0,481	356,8	33082,1	98,1	199,3	13872,7	51,1	0,166	61,866
2087	6,6	0,2		3858,5	100,7	0,481	357,8	33439,8	98,2	201,7	14074,4	51,6	0,162	62,029
2088	6,4	0,2		3864,9	100,9	0,482	356,0	33795,8	98,2	202,2	14276,5	52,0	0,157	62,186

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод с другого объекта	Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут	Контрактные обязательства*		
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости		Рпл/Рнас	Рзаб/Рнас	Рпл/Рзаб
2022	0	0	0	0	0	0	51	66,3	0	0	37	23	0	9	2,2	30,5	48,5	4,8	3,7	1,3
2023	0	0	0	0	0	0	51	66,3	0	0	37	29	0	9	1,6	22,7	42,9	4,8	3,7	1,3
2024	0	0	0	0	0	0	51	66,3	2	0	35	31	0	9	1,4	20,1	40,7	4,8	3,7	1,3
2025	1	1	0	0	0	0	52	67,6	1	0	35	33	0	9	1,3	18,7	40,2	4,8	3,7	1,3
2026	1	1	0	0	1	0	54	70,2	1	0	35	35	1	10	1,3	19,6	48,1	4,8	3,7	1,3
2027	2	2	0	0	0	0	56	72,8	0	0	37	37	0	10	1,4	20,1	52,1	4,8	3,7	1,3
2028	2	2	0	0	0	1	59	76,7	0	0	38	38	1	11	1,6	24,2	69,4	4,8	3,7	1,3
2029	0	0	0	1	0	0	60	78,0	1	0	38	38	0	11	1,6	24,7	70,7	4,8	3,7	1,3
2030	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	38	38	0	11	1,6	24,1	74,2	4,8	3,7	1,3
2031	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	37	37	1	12	1,5	24,2	66,4	4,8	3,7	1,3
2032	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	37	37	0	12	1,5	23,5	64,6	4,8	3,7	1,3
2033	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	37	37	0	12	1,4	23,1	63,3	4,8	3,7	1,3
2034	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	0	36	36	0	12	1,4	23,2	62,0	4,8	3,7	1,3
2035	0	0	0	0	0	0	60	78,0	2	0	34	34	0	12	1,4	24,2	60,9	4,8	3,7	1,3
2036	0	0	0	0	0	0	60	78,0	2	1	33	33	0	11	1,4	24,5	65,5	4,8	3,7	1,3
2037	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	33	33	0	11	1,4	24,3	64,7	4,8	3,6	1,3
2038	0	0	0	0	0	0	60	78,0	2	1	32	32	0	10	1,4	24,8	70,4	4,8	3,6	1,3
2039	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	0	31	31	0	10	1,4	25,3	69,6	4,8	3,6	1,3
2040	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	31	31	0	10	1,4	25,2	69,2	4,8	3,6	1,3
2041	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	1	31	31	0	9	1,3	25,0	76,4	4,8	3,6	1,3
2042	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	31	31	0	9	1,3	24,9	76,1	4,7	3,6	1,3
2043	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	31	31	0	9	1,3	24,8	75,7	4,7	3,6	1,3
2044	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	31	31	0	9	1,3	24,7	75,4	4,7	3,6	1,3
2045	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	31	31	0	9	1,2	24,6	75,1	4,7	3,6	1,3
2046	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	31	31	0	9	1,2	24,5	74,8	4,7	3,6	1,3
2047	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	1	31	31	0	8	1,2	24,4	83,8	4,7	3,6	1,3
2048	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	31	31	0	8	1,2	24,4	83,6	4,7	3,6	1,3
2049	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	0	30	30	0	8	1,2	25,0	83,1	4,7	3,6	1,3
2050	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,2	25,0	83,0	4,7	3,6	1,3
2051	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,1	25,0	82,8	4,7	3,6	1,3
2052	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,1	24,9	82,7	4,7	3,6	1,3
2053	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,1	24,9	82,6	4,7	3,6	1,3
2054	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,1	24,9	82,5	4,7	3,6	1,3
2055	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,1	24,9	82,5	4,7	3,6	1,3
2056	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,0	24,9	82,5	4,7	3,6	1,3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод с другого объекта	Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут	Контрактные обязательства*		
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости		Рпл/Рнас	Рзаб/Рнас	Рпл/Рзаб
2057	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,0	24,9	82,5	4,7	3,6	1,3
2058	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	30	30	0	8	1,0	25,0	82,6	4,7	3,6	1,3
2059	0	0	0	0	0	0	60	78,0	2	0	28	28	0	8	1,0	26,5	81,9	4,7	3,5	1,3
2060	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	28	28	0	8	1,0	26,6	82,1	4,7	3,5	1,3
2061	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	0	27	27	0	8	1,0	27,6	82,0	4,7	3,5	1,3
2062	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	1,0	27,7	82,3	4,7	3,5	1,3
2063	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	1,0	27,8	82,6	4,6	3,5	1,3
2064	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	1,0	27,9	83,0	4,6	3,5	1,3
2065	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	1,0	28,0	83,3	4,6	3,5	1,3
2066	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	1,0	28,2	83,8	4,6	3,5	1,3
2067	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,9	28,4	84,2	4,6	3,5	1,3
2068	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,9	28,5	84,7	4,6	3,5	1,3
2069	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,9	28,7	85,3	4,6	3,5	1,3
2070	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,9	28,9	85,8	4,6	3,5	1,3
2071	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,9	29,1	86,4	4,6	3,5	1,3
2072	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,9	29,4	87,1	4,6	3,5	1,3
2073	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,8	29,6	87,7	4,6	3,5	1,3
2074	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,8	29,8	88,3	4,6	3,5	1,3
2075	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,8	30,0	88,9	4,6	3,5	1,3
2076	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,8	30,3	89,6	4,6	3,5	1,3
2077	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,8	30,5	90,4	4,6	3,5	1,3
2078	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,8	30,8	91,2	4,6	3,5	1,3
2079	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	27	27	0	8	0,8	31,1	92,1	4,6	3,5	1,3
2080	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	0	26	26	0	8	0,8	32,4	92,3	4,6	3,4	1,3
2081	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	26	26	0	8	0,7	32,7	93,1	4,6	3,4	1,3
2082	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	26	26	0	8	0,7	33,0	93,9	4,6	3,4	1,3
2083	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	26	26	0	8	0,7	33,3	94,8	4,6	3,4	1,3
2084	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	0	25	25	0	8	0,7	34,8	95,2	4,6	3,4	1,3
2085	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	25	25	0	8	0,7	35,2	96,3	4,5	3,4	1,3
2086	0	0	0	0	0	0	60	78,0	0	0	25	25	0	8	0,7	35,7	97,5	4,5	3,4	1,3
2087	0	0	0	0	0	0	60	78,0	1	1	25	25	0	7	0,7	36,1	112,8	4,5	3,4	1,3
2088	0	0	0	0	0	0	60	78,0	2	0	23	23	0	7	0,7	39,3	113,0	4,5	3,4	1,3

* - значения соотношении Рпл/Рнас, Рзаб/Рнас, Рпл/Рзаб будут соблюдаться в случае достижения периодичности и охвата фонда скважин замераи Рпл, Рзаб, Рнас, указанных в данном проекте

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	15,5	0,4	2,2	2783,4	79,9	0,380	217,3	8524,6	92,9	111,6	2690,0	52	0,371	34,620
2023	13,5	0,4	1,9	2796,9	80,3	0,382	192,3	8716,9	93,0	98,7	2788,7	52	0,324	34,944
2024	12,6	0,4	1,8	2809,6	80,6	0,384	182,2	8899,1	93,1	93,5	2882,2	52	0,303	35,246
2025	12,4	0,4	1,8	2822,0	81,0	0,385	180,0	9079,1	93,1	92,4	2974,6	52	0,298	35,544
2026	15,6	0,4	2,4	2837,6	81,4	0,388	226,6	9305,7	93,1	123,0	3097,6	55	0,374	35,918
2027	16,7	0,5	2,6	2854,3	81,9	0,390	245,4	9551,1	93,2	133,1	3230,7	55	0,402	36,320
2028	20,5	0,6	3,3	2874,8	82,5	0,393	304,1	9855,2	93,2	194,9	3425,6	65	0,493	36,813
2029	20,5	0,6	3,4	2895,3	83,1	0,395	310,2	10165,4	93,4	198,8	3624,4	65	0,493	37,305
2030	19,6	0,6	3,3	2914,9	83,6	0,398	302,4	10467,8	93,5	208,5	3832,9	70	0,470	37,776
2031	18,7	0,5	3,3	2933,7	84,2	0,401	295,1	10762,9	93,7	203,4	4036,3	70	0,449	38,225
2032	17,9	0,5	3,2	2951,5	84,7	0,403	287,6	11050,5	93,8	198,1	4234,4	70	0,429	38,654
2033	17,2	0,5	3,2	2968,7	85,2	0,405	281,7	11332,2	93,9	193,9	4428,3	70	0,413	39,067
2034	16,6	0,5	3,2	2985,3	85,7	0,408	276,3	11608,4	94,0	190,1	4618,4	70	0,398	39,465
2035	16,1	0,5	3,2	3001,4	86,1	0,410	271,4	11879,8	94,1	186,7	4805,2	70	0,385	39,850
2036	15,6	0,4	3,2	3017,0	86,6	0,412	267,5	12147,3	94,2	184,0	4989,1	70	0,374	40,224
2037	15,2	0,4	3,2	3032,1	87,0	0,414	264,4	12411,7	94,3	181,8	5170,9	70	0,364	40,588
2038	14,8	0,4	3,3	3046,9	87,4	0,416	261,7	12673,4	94,3	179,9	5350,8	70	0,355	40,943
2039	14,4	0,4	3,3	3061,3	87,8	0,418	258,7	12932,1	94,4	177,7	5528,5	70	0,345	41,289
2040	14,1	0,4	3,3	3075,4	88,2	0,420	257,6	13189,7	94,5	176,9	5705,4	70	0,339	41,628

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2041	13,8	0,4	3,4	3089,2	88,6	0,422	256,0	13445,7	94,6	175,7	5881,1	70	0,331	41,959
2042	13,5	0,4	3,4	3102,8	89,0	0,424	255,0	13700,7	94,7	175,0	6056,1	70	0,325	42,284
2043	13,3	0,4	3,5	3116,0	89,4	0,426	253,8	13954,5	94,8	174,1	6230,2	70	0,318	42,602
2044	13,0	0,4	3,5	3129,0	89,8	0,427	252,8	14207,3	94,9	173,3	6403,6	70	0,312	42,913
2045	12,7	0,4	3,6	3141,7	90,2	0,429	251,8	14459,1	94,9	172,6	6576,2	70	0,305	43,219
2046	12,5	0,4	3,6	3154,2	90,5	0,431	250,9	14710,0	95,0	172,0	6748,1	70	0,299	43,518
2047	12,2	0,4	3,7	3166,4	90,9	0,432	250,2	14960,2	95,1	171,4	6919,5	70	0,293	43,811
2048	12,0	0,3	3,8	3178,4	91,2	0,434	249,5	15209,7	95,2	170,9	7090,4	70	0,288	44,099
2049	11,7	0,3	3,8	3190,1	91,5	0,436	248,2	15457,9	95,3	169,9	7260,3	70	0,281	44,380
2050	11,5	0,3	3,9	3201,6	91,9	0,437	247,8	15705,8	95,4	169,6	7429,9	70	0,276	44,655
2051	11,3	0,3	4,0	3212,9	92,2	0,439	247,5	15953,3	95,4	169,3	7599,2	70	0,271	44,926
2052	11,1	0,3	4,1	3223,9	92,5	0,440	247,2	16200,4	95,5	169,0	7768,3	70	0,265	45,191
2053	10,8	0,3	4,2	3234,8	92,8	0,442	246,9	16447,4	95,6	168,8	7937,1	70	0,260	45,452
2054	10,6	0,3	4,3	3245,4	93,1	0,443	246,8	16694,1	95,7	168,7	8105,7	70	0,255	45,707
2055	10,4	0,3	4,4	3255,9	93,4	0,445	246,8	16940,9	95,8	168,6	8274,3	70	0,251	45,958
2056	10,3	0,3	4,5	3266,1	93,7	0,446	246,9	17187,9	95,8	168,6	8443,0	70	0,246	46,204
2057	10,1	0,3	4,6	3276,2	94,0	0,447	247,1	17435,0	95,9	168,7	8611,7	70	0,242	46,445
2058	9,9	0,3	4,7	3286,1	94,3	0,449	247,5	17682,5	96,0	168,9	8780,6	70	0,237	46,683
2059	9,6	0,3	4,8	3295,7	94,6	0,450	245,3	17927,8	96,1	167,4	8948,0	70	0,231	46,913
2060	9,4	0,3	5,0	3305,1	94,8	0,451	245,9	18173,7	96,2	167,7	9115,7	70	0,226	47,140
2061	9,2	0,3	5,1	3314,3	95,1	0,453	245,9	18419,6	96,2	167,7	9283,4	70	0,222	47,361
2062	9,1	0,3	5,3	3323,4	95,4	0,454	246,8	18666,4	96,3	168,2	9451,6	70	0,218	47,580
2063	8,9	0,3	5,5	3332,4	95,6	0,455	247,8	18914,2	96,4	168,9	9620,5	70	0,214	47,794
2064	8,8	0,3	5,8	3341,2	95,9	0,456	248,9	19163,2	96,5	169,6	9790,0	70	0,211	48,005
2065	8,6	0,2	6,0	3349,8	96,1	0,457	250,2	19413,3	96,5	170,3	9960,4	70	0,207	48,212
2066	8,5	0,2	6,3	3358,3	96,4	0,459	251,5	19664,8	96,6	171,2	10131,6	70	0,204	48,416
2067	8,3	0,2	6,6	3366,6	96,6	0,460	253,0	19917,8	96,7	172,1	10303,7	70	0,200	48,616
2068	8,2	0,2	6,9	3374,8	96,8	0,461	254,5	20172,3	96,8	173,2	10476,9	70	0,197	48,813
2069	8,1	0,2	7,3	3382,9	97,1	0,462	256,3	20428,6	96,8	174,3	10651,2	70	0,194	49,007
2070	7,9	0,2	7,8	3390,8	97,3	0,463	258,1	20686,6	96,9	175,5	10826,6	70	0,190	49,197
2071	7,8	0,2	8,3	3398,7	97,5	0,464	259,9	20946,5	97,0	176,7	11003,3	70	0,187	49,385
2072	7,7	0,2	8,9	3406,3	97,7	0,465	261,9	21208,5	97,1	178,0	11181,3	70	0,184	49,569
2073	7,5	0,2	9,6	3413,8	98,0	0,466	263,8	21472,2	97,1	179,2	11360,4	70	0,181	49,749
2074	7,4	0,2	10,4	3421,2	98,2	0,467	265,8	21738,0	97,2	180,5	11540,9	70	0,177	49,927
2075	7,3	0,2	11,4	3428,5	98,4	0,468	267,7	22005,7	97,3	181,8	11722,7	70	0,174	50,101
2076	7,1	0,2	12,6	3435,6	98,6	0,469	269,9	22275,7	97,4	183,2	11905,9	70	0,171	50,272
2077	7,0	0,2	14,1	3442,6	98,8	0,470	272,4	22548,0	97,4	184,8	12090,6	70	0,168	50,439
2078	6,8	0,2	16,1	3449,4	99,0	0,471	274,9	22822,9	97,5	186,4	12277,1	70	0,164	50,603
2079	6,7	0,2	18,9	3456,2	99,2	0,472	277,6	23100,5	97,6	188,2	12465,3	70	0,161	50,765
2080	6,6	0,2	22,7	3462,7	99,4	0,473	278,4	23378,9	97,6	188,7	12654,0	70	0,157	50,922
2081	6,4	0,2	28,9	3469,1	99,5	0,474	280,7	23659,7	97,7	190,2	12844,3	70	0,154	51,077
2082	6,3	0,2	39,8	3475,5	99,7	0,475	283,3	23943,0	97,8	191,9	13036,2	70	0,152	51,228
2083	6,2	0,2	65,0	3481,7	99,9	0,476	286,2	24229,2	97,8	193,8	13230,0	70	0,149	51,377
2084	6,0	0,2	180,8	3487,7	100,1	0,476	287,5	24516,7	97,9	194,7	13424,7	70	0,145	51,522
2085	5,9	0,2		3493,6	100,2	0,477	290,8	24807,5	98,0	196,9	13621,6	70	0,142	51,664
2086	5,8	0,2		3499,4	100,4	0,478	294,4	25102,0	98,0	199,3	13820,9	70	0,140	51,804
2087	5,7	0,2		3505,2	100,6	0,479	298,1	25400,1	98,1	201,7	14022,6	70	0,137	51,941
2088	5,5	0,2		3510,7	100,7	0,479	298,9	25698,9	98,1	202,2	14224,7	70	0,133	52,073

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с разведочного фонда, ед.	Переаод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут	Контрактные обязательства*		
	Всего	Доб	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости		Рпл/Рнас	Рзаб/Рнас	Рпл/Рзаб
2022	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,7	0,0	7,4	6,1	1,2
2023	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,4	0,0	7,4	6,1	1,2
2024	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,2	0,0	7,4	6,1	1,2
2025	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,0	0,0	7,4	6,1	1,2
2026	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,0	0,0	7,4	6,0	1,2
2027	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	0,9	0,0	7,4	6,0	1,2
2028	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	0,4	0,0	7,4	6,0	1,2
2029	0	0	0	0	0	1	6	8,1	1	0	1	1	0	0	3,0	0,0	7,3	6,0	1,2
2030	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,9	0,0	7,3	6,0	1,2
2031	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,7	0,0	7,3	6,0	1,2
2032	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,6	0,0	7,3	6,0	1,2
2033	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,4	0,0	7,3	5,9	1,2
2034	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	2	2	0	0	3,0	0,0	7,3	5,9	1,2
2035	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,9	0,0	7,2	5,9	1,2
2036	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,8	0,0	7,2	5,8	1,2
2037	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,6	0,0	7,2	5,8	1,2
2038	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	3	3	0	0	2,7	0,0	7,1	5,8	1,2
2039	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	4	4	0	0	3,0	0,0	7,1	5,7	1,2
2040	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,9	0,0	7,0	5,7	1,2
2041	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,8	0,0	7,0	5,7	1,2
2042	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,6	0,0	7,0	5,6	1,2
2043	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,5	0,0	6,9	5,6	1,2
2044	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,4	0,0	6,9	5,6	1,2
2045	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,3	0,0	6,9	5,5	1,2
2046	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,2	0,0	6,8	5,5	1,2
2047	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,1	0,0	6,8	5,5	1,2
2048	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,0	0,0	6,8	5,4	1,2
2049	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,0	0,0	6,7	5,4	1,2
2050	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,9	0,0	6,7	5,4	1,3
2051	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,8	0,0	6,7	5,3	1,3
2052	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,7	0,0	6,6	5,3	1,3
2053	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,7	0,0	6,6	5,3	1,3
2054	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,6	0,0	6,6	5,2	1,3
2055	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,5	0,0	6,5	5,2	1,3
2056	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,5	0,0	6,5	5,2	1,3
2057	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,4	0,0	6,5	5,1	1,3
2058	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,3	0,0	6,4	5,1	1,3
2059	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,3	0,0	6,4	5,1	1,3
2060	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,2	0,0	6,4	5,0	1,3
2061	0	0	0	0	0	1	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,8	0,0	6,3	5,0	1,3
2062	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,7	0,0	6,3	5,0	1,3
2063	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,6	0,0	6,3	4,9	1,3
2064	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,6	0,0	6,2	4,9	1,3
2065	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,5	0,0	6,2	4,9	1,3
2066	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,4	0,0	6,2	4,8	1,3
2067	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,4	0,0	6,2	4,8	1,3
2068	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,3	0,0	6,1	4,8	1,3
2069	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,2	0,0	6,1	4,8	1,3
2070	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,2	0,0	6,1	4,7	1,3
2071	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,1	0,0	6,0	4,7	1,3
2072	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,1	0,0	6,0	4,7	1,3
2073	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,0	0,0	6,0	4,6	1,3
2074	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,0	0,0	5,9	4,6	1,3
2075	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	0,0	5,9	4,6	1,3
2076	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	0,0	5,9	4,5	1,3
2077	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	0,0	5,9	4,5	1,3
2078	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,8	0,0	5,8	4,5	1,3
2079	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,8	0,0	5,8	4,5	1,3

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с разведочного фонда, ед.	Переаод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут	Контрактные обязательства*		
	Всего	Доб	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости		Рпл/Рнас	Рзаб/Рнас	Рпл/Рзаб
2080	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	0,0	5,8	4,4	1,3
2081	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	0,0	5,7	4,4	1,3
2082	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	0,0	5,7	4,4	1,3
2083	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	0,0	5,7	4,3	1,3
2084	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	0,0	5,7	4,3	1,3
2085	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	0,0	5,6	4,3	1,3
2086	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	0,0	5,6	4,3	1,3
2087	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,5	0,0	5,6	4,2	1,3
2088	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,5	0,0	5,5	4,2	1,3

* - значения соотношении Рпл/Рнас, Рзаб/Рнас, Рпл/Рзаб будут соблюдаться в случае достижения периодичности и охвата фонда скважин замерами Рпл, Рзаб, Рнас, указанных в данном проекте

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	0,8	0,2	0,7	229,6	66,7	0,360	31,4	881,3	97,4	0,0	51,8	0	0,024	0,024
2023	0,7	0,2	0,6	230,3	66,9	0,361	29,4	910,7	97,6	0,0	51,8	0	0,020	0,044
2024	0,6	0,2	0,6	231,0	67,0	0,362	29,1	939,8	97,8	0,0	51,8	0	0,018	0,062
2025	0,6	0,2	0,5	231,5	67,2	0,363	28,9	968,7	98,0	0,0	51,8	0	0,016	0,078
2026	0,6	0,2	0,5	232,1	67,4	0,364	32,2	1000,9	98,2	0,0	51,8	0	0,017	0,095
2027	0,3	0,1	0,3	232,4	67,5	0,364	17,5	1018,4	98,3	0,0	51,8	0	0,008	0,103
2028	0,1	0,0	0,1	232,6	67,5	0,365	9,5	1027,9	98,5	0,0	51,8	0	0,004	0,108
2029	1,0	0,3	0,9	233,6	67,8	0,366	70,1	1098,0	98,6	0,0	51,8	0	0,028	0,136
2030	0,9	0,3	0,8	234,5	68,1	0,368	72,5	1170,5	98,7	0,0	51,8	0	0,027	0,163
2031	0,9	0,3	0,8	235,4	68,3	0,369	35,6	1206,1	97,5	0,0	51,8	0	0,025	0,188
2032	0,8	0,2	0,8	236,3	68,6	0,370	35,5	1241,6	97,6	0,0	51,8	0	0,024	0,212
2033	0,8	0,2	0,7	237,1	68,8	0,372	35,3	1276,9	97,7	0,0	51,8	0	0,023	0,235
2034	2,0	0,6	1,9	239,0	69,4	0,375	90,0	1366,9	97,8	0,0	51,8	0	0,057	0,292
2035	1,9	0,6	1,8	240,9	69,9	0,378	88,8	1455,8	97,9	0,0	51,8	0	0,054	0,346
2036	1,8	0,5	1,8	242,8	70,5	0,381	87,7	1543,4	97,9	0,0	51,8	0	0,052	0,398
2037	1,7	0,5	1,7	244,5	71,0	0,383	86,5	1629,9	98,0	0,0	51,8	0	0,050	0,448
2038	2,7	0,8	2,7	247,2	71,7	0,387	136,2	1766,1	98,1	0,0	51,8	0	0,076	0,523
2039	4,0	1,1	4,1	251,1	72,9	0,394	206,0	1972,1	98,1	0,0	51,8	0	0,113	0,636
2040	3,8	1,1	4,1	254,9	74,0	0,400	199,2	2171,3	98,1	0,0	51,8	0	0,108	0,744
2041	3,6	1,1	4,1	258,6	75,0	0,405	192,6	2363,8	98,1	0,0	51,8	0	0,104	0,848
2042	3,5	1,0	4,1	262,0	76,1	0,411	186,2	2550,1	98,1	0,0	51,8	0	0,099	0,947
2043	3,3	1,0	4,1	265,4	77,0	0,416	180,0	2730,1	98,1	0,0	51,8	0	0,095	1,043
2044	3,2	0,9	4,1	268,6	78,0	0,421	174,1	2904,2	98,2	0,0	51,8	0	0,091	1,134
2045	3,1	0,9	4,0	271,7	78,9	0,426	168,3	3072,5	98,2	0,0	51,8	0	0,088	1,222
2046	2,9	0,9	4,0	274,6	79,7	0,430	162,8	3235,3	98,2	0,0	51,8	0	0,084	1,306
2047	2,8	0,8	4,0	277,4	80,5	0,435	157,4	3392,7	98,2	0,0	51,8	0	0,080	1,386
2048	2,7	0,8	4,0	280,1	81,3	0,439	152,2	3544,8	98,2	0,0	51,8	0	0,077	1,463
2049	2,6	0,8	4,0	282,7	82,1	0,443	147,1	3691,9	98,2	0,0	51,8	0	0,074	1,537
2050	2,5	0,7	4,0	285,2	82,8	0,447	142,3	3834,2	98,3	0,0	51,8	0	0,071	1,608
2051	2,4	0,7	4,0	287,6	83,5	0,451	137,5	3971,7	98,3	0,0	51,8	0	0,068	1,676
2052	2,3	0,7	4,0	289,9	84,1	0,454	133,0	4104,7	98,3	0,0	51,8	0	0,065	1,741
2053	2,2	0,6	4,0	292,1	84,8	0,458	128,6	4233,3	98,3	0,0	51,8	0	0,062	1,804
2054	2,1	0,6	4,0	294,2	85,4	0,461	124,3	4357,7	98,3	0,0	51,8	0	0,060	1,864
2055	2,0	0,6	4,0	296,2	86,0	0,464	120,2	4477,9	98,3	0,0	51,8	0	0,057	1,921
2056	1,9	0,6	4,0	298,1	86,5	0,467	116,2	4594,1	98,3	0,0	51,8	0	0,055	1,976
2057	1,9	0,5	4,0	300,0	87,1	0,470	112,4	4706,5	98,4	0,0	51,8	0	0,053	2,029
2058	1,8	0,5	4,0	301,8	87,6	0,473	108,7	4815,2	98,4	0,0	51,8	0	0,051	2,079
2059	1,7	0,5	4,0	303,5	88,1	0,476	105,1	4920,3	98,4	0,0	51,8	0	0,05	2,1
2060	1,6	0,5	4,0	305,1	88,6	0,478	101,6	5021,9	98,4	0,0	51,8	0	0,05	2,2
2061	3,0	0,9	7,5	308,1	89,4	0,483	185,9	5207,8	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,3
2062	2,8	0,8	7,7	310,9	90,2	0,487	179,0	5386,8	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,3
2063	2,7	0,8	8,0	313,6	91,0	0,491	171,3	5558,1	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,4

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2064	2,6	0,7	8,3	316,2	91,8	0,496	163,9	5722,0	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,5
2065	2,5	0,7	8,7	318,6	92,5	0,499	156,8	5878,7	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,6
2066	2,3	0,7	9,1	321,0	93,2	0,503	150,0	6028,7	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,6
2067	2,2	0,7	9,5	323,2	93,8	0,507	143,5	6172,2	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,7
2068	2,1	0,6	10,0	325,3	94,4	0,510	137,3	6309,6	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,8
2069	2,0	0,6	10,7	327,4	95,0	0,513	131,4	6440,9	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,8
2070	2,0	0,6	11,4	329,3	95,6	0,516	125,7	6566,7	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,9
2071	1,9	0,5	12,3	331,2	96,1	0,519	120,3	6687,0	98,5	0,0	51,8	0	0,05	2,9
2072	1,8	0,5	13,4	333,0	96,6	0,522	115,1	6802,1	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,0
2073	1,7	0,5	14,7	334,7	97,1	0,525	110,2	6912,2	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,0
2074	1,6	0,5	16,5	336,3	97,6	0,527	105,4	7017,7	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,1
2075	1,5	0,4	18,8	337,8	98,1	0,530	100,9	7118,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,1
2076	1,5	0,4	22,2	339,3	98,5	0,532	96,6	7215,1	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,1
2077	1,4	0,4	27,2	340,7	98,9	0,534	92,4	7307,5	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,2
2078	1,3	0,4	35,7	342,1	99,3	0,536	88,4	7396,0	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,2
2079	1,3	0,4	53,0	343,4	99,7	0,538	84,6	7480,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,3
2080	1,2	0,4	107,7	344,6	100,0	0,540	81,0	7561,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,3
2081	1,2	0,3		345,8	100,4	0,542	77,5	7639,2	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,3
2082	1,1	0,3		346,9	100,7	0,544	74,2	7713,4	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2083	1,1	0,3		348,0	101,0	0,545	71,1	7784,5	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2084	1,0	0,3		349,0	101,3	0,547	68,0	7852,5	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2085	1,0	0,3		350,0	101,6	0,549	65,1	7917,6	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,5
2086	0,9	0,3		350,9	101,9	0,550	62,3	7979,9	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,5
2087	0,9	0,3		351,8	102,1	0,551	59,7	8039,6	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,5
2088	0,9	0,2		352,7	102,4	0,553	57,1	8096,7	98,5	0,0	51,8	0	0,02	3,5

Таблица 4.1.7 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам

№№ п/п	Наименование	Объекты	
		I	II
1	2	3	4
1	Плотность сетки доб.+нагнет. скв., 10 ⁴ м ² /скв	39,6	23,8
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	20,5	4,0
3	Темп отбора от утв. нач. извлекаемых запасов), %	0,6	1,1
4	Год выхода на проектный уровень	2028	2039
5	Продолжительность проектного уровня, годы	2	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/год	310,2	206,0
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м ³ /год	0,493	0,113
9	Проектный уровень закачки воды, тыс. м ³ /год	208,5	0,0
10	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	54	6
	в том числе: добывающих	45	6
	нагнетательных	9	
11	Фонд скважин для бурения, всего, шт.	6	0
	в том числе: добывающих	6	0
14	Накопленная добыча за проектный период, тыс. т:		
	нефти	742,7	123,9
	жидкости	17391,7	7246,8
15	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т:		
	нефти	3510,7	352,7
	жидкости	25698,9	8096,7
16	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,479	0,553
17	Средняя обводненность к концу разработки, %	98,1	98,5

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка проводилась по 4 вариантам разработки. Оценка осуществлялась с применением финансовых и экономических допущений, перечисленных и обоснованных затрат в разделе 3.5. Экономическая оценка вариантов разработки проводилась на основании действующего Законодательства Республики Казахстан.

Результаты экономических расчетов 3-го варианта разработки месторождения Блиновское представлены в таблицах 4.2.1-4.2.5.

Расчеты по остальным вариантам разработки представлены в табличных приложениях П.4.2.1-4.2.15

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость ед.изм.	Стоимость всего, тыс.\$	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
I	Строительство скважин																								
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	6	94.16	565	0	0	0	94	94	188	188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	6	47.27	284	0	0	0	47	47	95	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$			849	0	0	0	141	141	282.86	282.86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$			934	0	0	0	150	153	312.31	318.55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II.	Перевод скважин																								
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	1	7.07	7	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	6	3.26	20	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	3	0	0	0	3	3	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	3	5.05	15	0	0	0	0	5	0	5	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$			42	0.00	0.00	0.00	0.00	12.12	0.00	5.05	7	0.00	5.05	0.00	0.00	3.26	0.00	0	0	3	3	0	0
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$			53	0.00	0.00	0.00	0.00	13.12	0.00	5.69	7	0.00	6.04	0.00	0.00	4.13	0.00	0	0	4	5	0	0
III.	Прочие капитальные затраты																								
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	138	7.07	976	14	14	14	14	14	21	21	21	21	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	369	6.06	2 236	24	30	30	36	36	36	42	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
3.	РИР	тыс.\$	4	6.06	24	0	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	1	94.16	94	0	0	0	0	0	0	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	15	14.14	212	42	0	0	0	42	42	42	14	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$			69	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$			3 611	149.59	56.57	56.57	50.51	92.93	100.00	200.22	71.72	71.72	64.65	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$			6 927	149.59	57.70	58.85	53.60	100.59	110.41	225.48	82.38	84.03	77.26	61.57	62.80	64.05	65.33	66.64	67.97	69.33	70.72	72.13	73.58
IV	Ликвидация скважин																								
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	7	3.92	28	0	8	4	4	0	0	4	0	0	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	2	3.92	8	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$			36	0	8.00	4.00	4	0	0	8	0.00	0	8.00	4.00	0	0.00	0	0.00	0	0	0	0	0.00
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$			40	0	8.16	4.16	4.25	0.00	0.00	9.01	0.00	0.00	9.57	4.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0.00
Всего капитальных затрат		тыс.\$			4 538	149.59	64.57	60.57	195.94	246.48	382.86	496.14	78.23	71.72	77.70	54.51	50.51	53.76	50.51	50.51	50.51	53.76	53.76	50.51	50.51
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$			7 954	149.59	65.86	63.01	207.93	266.80	422.71	558.73	89.86	84.03	92.86	66.44	62.80	68.18	65.33	66.64	67.97	73.80	75.28	72.13	73.58
Коэффициент инфляции		%				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22	1.24	1.27	1.29	1.32	1.35	1.37	1.40	1.43	1.46

продолжение таблицы 4.2.1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
1	2	3	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
I	Строительство скважин																								
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	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
II.	Перевод скважин																								
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	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	3.26	0.00	0.00	0.00
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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	7.05	0.00	0.00	0.00
III.	Прочие капитальные затраты																								
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	30	30	30	30	30	30
3.	РИР	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$	75.05	76.55	78.08	79.64	81.23	82.86	84.52	86.21	87.93	89.69	91.48	93.31	95.18	97.08	99.02	101.00	103.02	92.47	94.32	96.21	98.14	100.10	102.10
IV	Ликвидация скважин																								
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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
Всего капитальных затрат		тыс.\$	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	44.44	44.44	47.70	44.44	44.44	44.44
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	75.05	76.55	78.08	79.64	81.23	82.86	84.52	86.21	87.93	89.69	91.48	93.31	95.18	97.08	99.02	101.00	103.02	92.47	94.32	103.26	98.14	100.10	102.10
Коэффициент инфляции		%	1.49	1.52	1.55	1.58	1.61	1.64	1.67	1.71	1.74	1.78	1.81	1.85	1.88	1.92	1.96	2.00	2.04	2.08	2.12	2.16	2.21	2.25	2.30

продолжение таблицы 4.2.1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. Изм/	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088
1	2	3	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74
I	Строительство скважин																									
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	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
II.	Перевод скважин																									
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	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
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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
III.	Прочие капитальные затраты																									
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
3.	РИР	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	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.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$	104.14	106.22	108.35	110.52	112.73	114.98	117.28	119.63	122.02	124.46	126.95	129.49	132.08	134.72	137.41	140.16	142.96	145.82	148.74	151.71	154.75	157.84	161.00	164.22
IV	Ликвидация скважин																									
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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
Всего капитальных затрат		тыс.\$	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	104.14	106.22	108.35	110.52	112.73	114.98	117.28	119.63	122.02	124.46	126.95	129.49	132.08	134.72	137.41	140.16	142.96	145.82	148.74	151.71	154.75	157.84	161.00	164.22
Коэффициент инфляции		%	2.34	2.39	2.44	2.49	2.54	2.59	2.64	2.69	2.75	2.80	2.86	2.91	2.97	3.03	3.09	3.15	3.22	3.28	3.35	3.41	3.48	3.55	3.62	3.69

Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) , тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2022	1.00	16.29	0.12	0.32	15.84	5.86	9.98	427.89	203.50	4 539
2023	1.02	14.20	0.11	0.28	13.81	5.11	8.70	436.45	207.57	4 035
2024	1.04	13.25	0.10	0.26	12.89	4.77	8.12	445.18	211.72	3 842
2025	1.06	12.99	0.10	0.26	12.63	4.67	7.96	454.08	215.96	3 840
2026	1.08	16.17	0.12	0.32	15.73	5.82	9.91	463.16	220.28	4 879
2027	1.10	17.02	0.13	0.34	16.56	6.13	10.43	472.42	224.68	5 238
2028	1.13	20.68	0.16	0.41	20.12	7.44	12.67	481.87	229.18	6 492
2029	1.15	21.52	0.16	0.43	20.93	7.74	13.19	491.51	233.76	6 889
2030	1.17	20.54	0.15	0.41	19.98	7.39	12.59	501.34	238.43	6 707
2031	1.20	19.62	0.15	0.39	19.08	7.06	12.02	511.37	243.20	6 535
2032	1.22	18.71	0.14	0.37	18.20	6.73	11.47	521.59	248.07	6 356
2033	1.24	18.01	0.14	0.36	17.51	6.48	11.03	532.03	253.03	6 240
2034	1.27	18.58	0.14	0.37	18.07	6.69	11.38	542.67	258.09	6 566
2035	1.29	17.96	0.13	0.36	17.47	6.46	11.01	553.52	263.25	6 475
2036	1.32	17.41	0.13	0.35	16.93	6.26	10.67	564.59	268.52	6 401
2037	1.35	16.91	0.13	0.34	16.45	6.09	10.36	575.88	273.89	6 344
2038	1.37	17.45	0.13	0.35	16.97	6.28	10.69	587.40	279.36	6 674
2039	1.40	18.36	0.14	0.36	17.85	6.61	11.25	599.15	284.95	7 163
2040	1.43	17.91	0.13	0.36	17.42	6.44	10.97	611.13	290.65	7 128
2041	1.46	17.44	0.13	0.35	16.96	6.28	10.69	623.35	296.46	7 081
2042	1.49	17.02	0.13	0.34	16.56	6.13	10.43	635.82	302.39	7 049
2043	1.52	16.60	0.12	0.33	16.14	5.97	10.17	648.54	308.44	7 011
2044	1.55	16.19	0.12	0.32	15.74	5.83	9.92	661.51	314.61	6 974
2045	1.58	15.79	0.12	0.31	15.36	5.68	9.68	674.74	320.90	6 940
2046	1.61	15.41	0.12	0.31	14.99	5.55	9.44	688.23	327.32	6 908
2047	1.64	15.04	0.11	0.30	14.63	5.41	9.22	702.00	333.86	6 878
2048	1.67	14.69	0.11	0.29	14.29	5.29	9.00	716.04	340.54	6 850
2049	1.71	14.31	0.11	0.28	13.92	5.15	8.77	730.36	347.35	6 806
2050	1.74	13.98	0.10	0.28	13.60	5.03	8.57	744.96	354.30	6 782
2051	1.78	13.66	0.10	0.27	13.28	4.92	8.37	759.86	361.39	6 760
2052	1.81	13.34	0.10	0.26	12.98	4.80	8.18	775.06	368.61	6 735
2053	1.85	13.04	0.10	0.26	12.68	4.69	7.99	790.56	375.99	6 713
2054	1.88	12.74	0.10	0.25	12.39	4.59	7.81	806.37	383.51	6 692
2055	1.92	12.46	0.09	0.25	12.12	4.48	7.63	822.50	391.18	6 674
2056	1.96	12.18	0.09	0.24	11.85	4.38	7.47	838.95	399.00	6 657
2057	2.00	11.92	0.09	0.24	11.59	4.29	7.30	855.73	406.98	6 642
2058	2.04	11.66	0.09	0.23	11.34	4.20	7.14	872.85	415.12	6 628
2059	2.08	11.31	0.08	0.22	11.00	4.07	6.93	890.30	423.42	6 556
2060	2.12	11.07	0.08	0.22	10.76	3.98	6.78	908.11	431.89	6 546
2061	2.16	12.20	0.09	0.24	11.87	4.39	7.48	926.27	440.53	7 363
2062	2.21	11.91	0.09	0.24	11.59	4.29	7.30	944.80	449.34	7 331
2063	2.25	11.63	0.09	0.23	11.31	4.19	7.13	963.69	458.33	7 301
2064	2.30	11.36	0.09	0.23	11.05	4.09	6.96	982.97	467.49	7 272
2065	2.34	11.09	0.08	0.22	10.79	3.99	6.80	1 002.62	476.84	7 245
2066	2.39	10.84	0.08	0.22	10.54	3.90	6.64	1 022.68	486.38	7 219
2067	2.44	10.59	0.08	0.21	10.30	3.81	6.49	1 043.13	496.11	7 195
2068	2.49	10.35	0.08	0.21	10.07	3.72	6.34	1 063.99	506.03	7 172
2069	2.54	10.12	0.08	0.20	9.84	3.64	6.20	1 085.27	516.15	7 151
2070	2.59	9.89	0.07	0.20	9.62	3.56	6.06	1 106.98	526.47	7 129
2071	2.64	9.66	0.07	0.19	9.40	3.48	5.92	1 129.12	537.00	7 107
2072	2.69	9.45	0.07	0.19	9.19	3.40	5.79	1 151.70	547.74	7 087

продолжение таблицы 4.2.2

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) , тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2073	2.75	9.23	0.07	0.18	8.97	3.32	5.65	1 174.73	558.70	7 060
2074	2.80	9.01	0.07	0.18	8.77	3.24	5.52	1 198.23	569.87	7 035
2075	2.86	8.80	0.07	0.17	8.56	3.17	5.39	1 222.19	581.27	7 005
2076	2.91	8.59	0.06	0.17	8.36	3.09	5.27	1 246.64	592.89	6 978
2077	2.97	8.40	0.06	0.17	8.17	3.02	5.14	1 271.57	604.75	6 953
2078	3.03	8.20	0.06	0.16	7.97	2.95	5.02	1 297.00	616.85	6 925
2079	3.09	8.01	0.06	0.16	7.79	2.88	4.91	1 322.94	629.18	6 900
2080	3.15	7.79	0.06	0.15	7.58	2.80	4.77	1 349.40	641.77	6 847
2081	3.22	7.61	0.06	0.15	7.40	2.74	4.66	1 376.39	654.60	6 822
2082	3.28	7.44	0.06	0.15	7.23	2.68	4.56	1 403.92	667.69	6 800
2083	3.35	7.27	0.05	0.14	7.07	2.62	4.45	1 431.99	681.05	6 779
2084	3.41	7.07	0.05	0.14	6.87	2.54	4.33	1 460.63	694.67	6 723
2085	3.48	6.91	0.05	0.14	6.72	2.49	4.23	1 489.85	708.56	6 703
2086	3.55	6.75	0.05	0.13	6.57	2.43	4.14	1 519.64	722.73	6 684
2087	3.62	6.60	0.05	0.13	6.42	2.37	4.04	1 550.04	737.19	6 660
2088	3.69	6.39	0.05	0.13	6.21	2.30	3.91	1 581.04	751.93	6 576
Итого		866.56	6.50	17.20	842.85	311.86	531.00			444 247

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)

Год	Инфляция, %	Производственные расходы																		
		КВД	МУО	Отбор проб нефти в пл усл	ГИС контроль	Определение профиля приемистости, тыс. долл.	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Затраты на питание, тыс. долл.	Текущий ремонт автодорог, тыс. долл.	Ремонт зданий и сооружений технического назначения, тыс. долл.	Ремонт выкидных линий	Техническое обслуживание насосов ВН,ЭЦН,ШГН	Текущий ремонт автотранспорта, тыс. долл.	Ремонт АГЗУ, тыс	Аренда спецтехники, тыс. долл.	Аренда газогенераторов, тыс. долл.	Экологические расходы, тыс.долл (Мониторинг, ОВОС)	Услуги охраны, тыс.долл.	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	ФОТ ППП, тыс. долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2022	1.00	0.0	0.0	0	9.7	3.0	51.1	4.6	15.4	87	52	11	8	4	3	165	11	18	4	294
2023	1.02	4.0	7.5	0	6.6	3.1	46.5	4.7	15.4	0	19	13	8		3	165	10	18	4	294
2024	1.04	4.1	7.7	0	6.7	3.1	45.2	4.8	15.4	0	20	14	8		3	165	9	19	5	294
2025	1.06	2.1	3.9	8	0.0	3.2	45.6	4.9	15.4	0	20	15	9	5	4	165	9	19	5	294
2026	1.08	4.2	8.0	8	0.0	3.3	57.6	5.0	15.4	0	21	16	9		4	165	12	20	6	294
2027	1.10	4.3	8.2	16	10.7	3.3	59.7	5.1	15.4	0	21	17	9		4	165	12	20	6	473
2028	1.13	6.6	12.5	25	14.6	3.4	72.6	5.2	15.7	0	21	18	9	5	4	165	15	20	6	502
2029	1.15	4.5	8.5	0	11.1	3.5	89.8	5.3	16.0	0	22	18	9		4	165	16	21	6	492
2030	1.17	0.0	0.0	0	3.8	3.5	90.3	5.4	16.3	0	22	18	9		4	165	16	21	6	502
2031	1.20	0.0	0.0	0	3.9	3.6	81.2	5.5	16.6	0	23	19	10	5	4	165	15	22	6	512
2032	1.22	0.0	0.0	0	0.0	3.7	80.9	5.6	17.0	106	23	18	10		4	165	15	22	6	500
2033	1.24	0.0	0.0	0	0.0	3.8	81.0	5.7	17.3	0	24	18	10		4	165	15	22	6	499
2034	1.27	2.5	4.7	0	4.1	3.8	95.5	5.8	17.6	0	24	18	10	5	4	165	16	23	6	509
2035	1.29	0.0	0.0	0	0.0	3.9	95.8	5.9	18.0	0	25	19	10		4	165	15	23	6	519
2036	1.32	0.0	0.0	0	0.0	4.0	96.3	6.0	18.3	0	25	19	11		4	165	15	24	6	518
2037	1.35	0.0	0.0	0	0.0	4.1	97.1	6.2	18.7	0	26	19	11	6	4	165	15	24	7	528
2038	1.37	2.7	5.1	0	4.4	4.1	112.3	6.3	19.1	0	26	20	11		5	165	16	25	7	539
2039	1.40	2.7	5.2	0	4.5	4.2	133.7	6.4	19.5	0	27	20	11		5	165	17	25	7	550
2040	1.43	0.0	0.0	0	0.0	4.3	134.1	6.5	19.9	0	27	20	12	6	5	165	17	26	7	561
2041	1.46	0.0	0.0	0	0.0	4.4	134.3	6.7	20.3	0	28	21	12		5	165	17	26	7	572
2042	1.49	0.0	0.0	0	0.0	4.5	134.8	6.8	20.7	0	28	21	12		5	165	17	27	7	583
2043	1.52	0.0	0.0	0	0.0	4.6	135.2	6.9	21.1	132	29	22	12	7	5	165	17	27	7	595
2044	1.55	0.0	0.0	0	0.0	4.7	135.6	7.1	21.5	0	29	22	12		5	165	17	28	8	607
2045	1.58	0.0	0.0	0	0.0	4.8	136.2	7.2	21.9	0	30	22	13		5	165	16	28	8	619
2046	1.61	0.0	0.0	0	0.0	4.9	136.8	7.4	22.4	0	31	23	13	7	5	165	16	29	8	631
2047	1.64	0.0	0.0	0	0.0	5.0	137.4	7.5	22.8	0	31	23	13		5	165	16	30	8	629
2048	1.67	0.0	0.0	0	0.0	5.1	138.2	7.7	23.3	0	32	23	14		6	165	16	30	8	642
2049	1.71	0.0	0.0	0	0.0	5.2	138.7	7.8	23.7	0	32	23	14	7	6	165	16	31	8	639
2050	1.74	0.0	0.0	0	0.0	5.3	139.6	8.0	24.2	0	33	24	14		6	165	16	31	8	652
2051	1.78	0.0	0.0	0	0.0	5.4	140.5	8.1	24.7	0	34	24	14		6	165	16	32	8	665
2052	1.81	0.0	0.0	0	0.0	5.5	141.5	8.3	25.2	0	34	25	15	8	6	165	16	33	8	679
2053	1.85	0.0	0.0	0	0.0	5.6	142.6	8.5	25.7	0	35	25	15		6	165	16	33	9	692
2054	1.88	0.0	0.0	0	0.0	5.7	143.7	8.6	26.2	164	36	26	15		6	165	16	34	9	706
2055	1.92	0.0	0.0	0	0.0	5.8	145.0	8.8	26.7	0	37	26	16	8	6	165	16	35	9	720
2056	1.96	0.0	0.0	0	0.0	5.9	146.3	9.0	27.3	0	37	27	16		7	165	16	35	9	734
2057	2.00	0.0	0.0	0	0.0	6.0	147.8	9.2	27.8	0	38	27	16		7	165	16	36	9	749
2058	2.04	0.0	0.0	0	0.0	6.2	149.3	9.3	28.4	0	39	28	16	9	7	165	16	37	10	764
2059	2.08	0.0	0.0	0	0.0	6.3	149.8	9.5	28.9	0	40	27	17		7	165	16	38	9	742
2060	2.12	0.0	0.0	0	0.0	6.4	151.6	9.7	29.5	0	40	28	17		7	165	16	38	9	757
2061	2.16	4.2	8.0	0	7.0	6.5	192.1	9.9	30.1	0	41	27	17	9	7	165	17	39	9	753
2062	2.21	0.0	0.0	0	0.0	6.7	193.3	10.1	30.7	0	42	28	18		7	165	17	40	10	768
2063	2.25	0.0	0.0	0	0.0	6.8	194.0	10.3	31.3	0	43	28	18		8	165	17	41	10	783
2064	2.30	0.0	0.0	0	0.0	6.9	194.9	10.5	31.9	0	44	29	19	10	8	165	17	41	10	799
2065	2.34	0.0	0.0	0	0.0	7.1	196.0	10.7	32.6	204	45	30	19		8	165	17	42	10	815
2066	2.39	0.0	0.0	0	0.0	7.2	197.2	11.0	33.2	0	45	30	19		8	165	17	43	10	831
2067	2.44	0.0	0.0	0	0.0	7.4	198.6	11.2	33.9	0	46	31	20	11	8	165	17	44	11	848

продолжение таблицы 4.2.3

Год	Инфляция, %	Производственные расходы																		
		КВД	МУО	Отбор проб нефти в пл усл	ГИС контроль	Определение профиля приемистости, тыс. долл.	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Затраты на питание, тыс. долл.	Текущий ремонт автодорог, тыс. долл.	Ремонт зданий и сооружений технического назначения, тыс. долл.	Ремонт выкидных линий	Техническое обслуживание насосов ВН,ЭЦН,ШГН	Текущий ремонт автотранспорта, тыс. долл.	Ремонт АГЗУ, тыс	Аренда спецтехники, тыс. долл.	Аренда газогенераторов, тыс. долл.	Экологические расходы, тыс.долл (Мониторинг, ОВОС)	Услуги охраны, тыс.долл.	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	ФОТ ППП, тыс. долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2068	2.49	0.0	0.0	0	0.0	7.5	200.3	11.4	34.6	0	47	31	20		8	165	17	45	11	865
2069	2.54	0.0	0.0	0	0.0	7.7	202.1	11.6	35.3	0	48	32	20		8	165	17	46	11	882
2070	2.59	0.0	0.0	0	0.0	7.8	204.1	11.9	36.0	0	49	33	21	11	9	165	17	47	11	900
2071	2.64	0.0	0.0	0	0.0	8.0	206.2	12.1	36.7	0	50	33	21		9	165	17	48	11	918
2072	2.69	0.0	0.0	0	0.0	8.1	208.6	12.3	37.4	0	51	34	22		9	165	17	49	12	936
2073	2.75	0.0	0.0	0	0.0	8.3	211.0	12.6	38.2	0	52	35	22	12	9	165	17	50	12	955
2074	2.80	0.0	0.0	0	0.0	8.5	213.6	12.8	38.9	0	53	35	23		9	165	17	50	12	974
2075	2.86	0.0	0.0	0	0.0	8.6	216.4	13.1	39.7	0	54	36	23		10	165	17	52	12	994
2076	2.91	0.0	0.0	0	0.0	8.8	219.5	13.4	40.5	253	55	37	24	13	10	165	17	53	13	1 013
2077	2.97	0.0	0.0	0	0.0	9.0	222.8	13.6	41.3	0	57	38	24		10	165	16	54	13	1 034
2078	3.03	0.0	0.0	0	0.0	9.2	226.3	13.9	42.2	0	58	38	24		10	165	16	55	13	1 054
2079	3.09	0.0	0.0	0	0.0	9.3	230.2	14.2	43.0	0	59	39	25	13	10	165	16	56	13	1 075
2080	3.15	0.0	0.0	0	0.0	9.5	233.0	14.5	43.9	0	60	39	25		11	165	16	57	13	1 069
2081	3.22	0.0	0.0	0	0.0	9.7	236.9	14.7	44.7	0	61	40	26		11	165	16	58	14	1 090
2082	3.28	0.0	0.0	0	0.0	9.9	241.1	15.0	45.6	0	62	40	27	14	11	165	16	59	14	1 112
2083	3.35	0.0	0.0	0	0.0	10.1	245.7	15.3	46.5	0	64	41	27		11	165	16	60	14	1 134
2084	3.41	0.0	0.0	0	0.0	10.3	249.4	15.6	47.5	0	65	41	28		11	165	16	62	14	1 127
2085	3.48	0.0	0.0	0	0.0	10.5	254.7	16.0	48.4	0	66	42	28	15	12	165	16	63	14	1 149
2086	3.55	0.0	0.0	0	0.0	10.7	260.4	16.3	49.4	0	68	43	29		12	165	16	64	15	1 172
2087	3.62	0.0	0.0	0	0.0	10.9	266.4	16.6	50.4	0	69	42	29		12	165	16	65	15	1 163
2088	3.69	0.0	0.0	0	0.0	11.2	270.3	16.9	51.4	0	70	41	30	16	12	165	16	67	14	1 121
Итого		41.9	79.3	57	87.1	418.1	10 576.0	634.5	1 929.6	945	2 665.02	1 809.25	1 118.74	205.68	461.48	11 055.00	1 053.05	2 496.18	621.89	49 388.19

продолжение таблицы 4.2.3

Год	Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс.долл	Расходы периода						Расходы по реализации		
	НДПИ, тыс. долл.	Налог на имущество, тыс. долл.	Налоги от ФОТ ППП, тыс.долл			Обще-дминистративные расходы, тыс. долл.	ФОТ АУП, тыс. долл.	Страхование сотрудников АУП, тыс. долл.	Приобретение авиабилетов, тыс. долл.	Аудиторские и банковские услуги, тыс. долл.	Обслуживание информационных систем, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефтивнутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2022	177	53	134	741	364	62	120	1	31	6	24	136	64	322
2023	157	47	134	623	338	64	145	1	32	6	22	121	57	281
2024	149	42	134	624	325	65	156	2	32	6	21	115	54	286
2025	149	39	134	627	322	66	167	2	33	6	21	115	54	280
2026	190	37	134	646	361	68	182	2	33	6	26	146	69	349
2027	204	37	216	850	456	69	193	2	34	7	28	157	74	368
2028	252	38	229	922	520	70	206	2	35	7	35	194	92	484
2029	268	33	224	891	525	72	201	2	36	7	37	206	97	503
2030	261	27	229	883	517	73	205	2	36	7	36	200	95	480
2031	254	22	233	891	509	75	209	2	37	7	35	195	92	494
2032	247	20	228	977	495	76	205	2	38	7	34	190	90	471
2033	243	18	228	871	488	78	204	2	38	7	33	186	88	454
2034	255	16	232	915	504	79	208	2	39	8	35	196	93	468
2035	252	15	237	911	503	81	213	2	40	8	35	194	92	485
2036	249	13	236	912	499	82	212	2	41	8	34	191	91	470
2037	247	12	241	931	500	84	216	2	42	8	34	190	90	456
2038	260	12	246	966	517	86	221	2	42	8	36	199	94	502
2039	279	11	251	1 002	540	88	225	2	43	8	38	214	101	528
2040	277	10	256	1 010	543	89	229	2	44	8	38	213	101	516
2041	275	10	261	1 018	546	91	234	2	45	9	38	212	100	534
2042	274	10	266	1 032	550	93	239	2	46	9	38	211	100	521
2043	273	9	271	1 185	553	95	243	2	47	9	38	210	99	508
2044	271	9	277	1 062	557	97	248	2	48	9	37	208	99	524
2045	270	9	282	1 077	561	99	253	3	49	9	37	207	98	512
2046	269	9	288	1 100	565	101	258	3	50	10	37	206	98	499
2047	268	9	287	1 093	563	103	258	3	51	10	37	206	97	514
2048	266	9	293	1 110	568	105	263	3	52	10	37	205	97	502
2049	265	9	292	1 117	565	107	262	3	53	10	37	203	96	515
2050	264	9	298	1 127	570	109	267	3	54	10	36	203	96	503
2051	263	9	304	1 144	575	111	272	3	55	11	36	202	96	492
2052	262	9	310	1 169	580	113	278	3	56	11	36	201	95	552
2053	261	9	316	1 179	586	115	283	3	57	11	36	201	95	540
2054	260	9	322	1 361	592	118	289	3	58	11	36	200	95	527
2055	260	9	329	1 224	597	120	295	3	59	11	36	199	94	516
2056	259	9	335	1 235	603	123	301	3	61	12	36	199	94	504
2057	258	9	342	1 254	610	125	307	3	62	12	36	199	94	558
2058	258	9	349	1 283	616	127	313	3	63	12	36	198	94	545
2059	255	9	339	1 255	603	130	304	3	64	12	35	196	93	529
2060	255	9	345	1 275	610	133	310	3	66	13	35	196	93	518
2061	286	10	344	1 344	640	135	308	3	67	13	40	220	104	637
2062	285	10	350	1 336	645	138	314	3	68	13	39	219	104	622
2063	284	10	357	1 356	651	141	321	3	70	13	39	218	103	607
2064	283	10	365	1 386	657	144	327	3	71	14	39	217	103	593
2065	282	10	372	1 601	664	146	334	3	72	14	39	217	102	639
2066	281	10	379	1 419	670	149	340	3	74	14	39	216	102	624
2067	280	10	387	1 451	677	152	347	3	75	14	39	215	102	610
2068	279	10	395	1 463	684	155	354	4	77	15	38	214	101	656
2069	278	10	403	1 487	691	158	361	4	78	15	38	214	101	641

продолжение таблицы 4.2.3

Год	Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс.долл	Расходы периода						Расходы по реализации		
	НДПИ, тыс. долл.	Налог на имущество, тыс. долл.	Налоги от ФОТ ППП, тыс.долл			Обще-дминистративные расходы, тыс. долл.	ФОТ АУП, тыс. долл.	Страхование сотрудников АУП, тыс. долл.	Приобретение авиабилетов, тыс. долл.	Аудиторские и банковские услуги, тыс. долл.	Обслуживание информационных систем, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефтивнутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2070	277	11	411	1 522	699	162	368	4	80	15	38	213	101	626
2071	277	11	419	1 535	706	165	376	4	82	16	38	212	101	612
2072	276	11	427	1 561	714	168	383	4	83	16	38	212	100	649
2073	275	11	436	1 598	722	172	391	4	85	16	38	211	100	634
2074	274	11	444	1 613	730	175	399	4	87	17	38	210	99	620
2075	273	12	453	1 640	738	178	407	4	88	17	38	209	99	652
2076	272	12	462	1 933	746	182	415	4	90	17	37	209	99	637
2077	271	12	472	1 696	754	186	423	4	92	18	37	208	98	622
2078	270	12	481	1 726	763	189	432	4	94	18	37	207	98	652
2079	269	12	491	1 769	772	193	440	4	96	18	37	206	98	637
2080	267	13	488	1 756	767	197	438	4	97	19	37	205	97	620
2081	266	13	497	1 787	776	201	446	4	99	19	37	204	96	646
2082	265	13	507	1 832	785	205	455	5	101	19	36	203	96	632
2083	264	13	518	1 851	795	209	464	5	103	20	36	203	96	617
2084	262	14	514	1 851	790	213	461	5	106	20	36	201	95	600
2085	261	14	524	1 899	799	218	470	5	108	21	36	200	95	587
2086	260	14	535	1 919	809	222	480	5	110	21	36	200	95	574
2087	259	15	531	1 921	805	226	476	5	112	21	36	199	94	560
2088	256	15	511	1 901	782	231	459	5	114	22	35	197	93	542
Итого	17 285.26	1 010.79	22 533.36	85 643.34	40 829.42	8 651.52	20 384.06	202.79	4 279.17	819.75	2 383.33	13 277.93	6 283.06	35 958.36

продолжение таблицы 4.2.3

Год	Налоги и платежи, входящие в расходы периода			Всего расходы периода, тыс.долл	Всего налоги и платежи ,входящие в расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл	НИОКР, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс. долл.	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Прочие налоги, тыс.долл	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл											
1	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2022	276	23	47	245	668	200	7.97	1 194	7	45	200	2 479	45	73
2023	245	23	57	270	607	178	6.95	1 078	6	40	200	2 269	43	76
2024	297	24	61	281	668	169	6.49	1 081	6	38	200	2 320	46	82
2025	297	24	66	294	667	169	6.35	1 097	7	38	200	2 332	47	84
2026	377	25	72	317	823	215	7.91	1 186	7	49	200	2 626	39	73
2027	405	25	76	333	874	231	8.33	1 422	11	52	200	3 015	48	84
2028	502	26	81	354	1 093	286	10.12	1 572	11	65	200	3 461	42	76
2029	533	26	79	354	1 142	303	10.53	1 560	9	69	200	3 504	40	72
2030	519	27	81	360	1 107	295	10.05	1 548	9	67	200	3 447	43	75
2031	578	27	82	365	1 182	288	9.60	1 554	9	65	200	3 519	45	79
2032	562	28	81	362	1 142	280	9.16	1 628	10	64	200	3 538	52	87
2033	552	28	80	363	1 114	275	8.81	1 518	9	62	200	3 391	48	84
2034	581	29	82	372	1 159	289	0.00	1 576	9	66	200	3 514	49	85
2035	572	29	84	378	1 170	285	0.00	1 574	9	65	200	3 522	51	88
2036	566	30	83	379	1 149	282	0.00	1 573	9	64	200	3 494	52	90
2037	561	31	85	386	1 133	279	0.00	1 596	9	63	200	3 502	55	94
2038	627	31	87	395	1 247	294	0.00	1 655	10	67	200	3 696	55	95
2039	673	32	89	405	1 322	315	0.00	1 723	10	72	200	3 866	54	94
2040	670	33	90	412	1 308	314	0.00	1 736	10	71	200	3 868	56	97
2041	665	33	92	419	1 324	312	0.00	1 748	10	71	200	3 900	58	100
2042	662	34	94	426	1 311	310	0.00	1 769	10	70	200	3 910	61	104
2043	659	35	96	434	1 297	309	0.00	1 928	12	70	200	4 060	71	116
2044	732	35	98	442	1 389	307	0.00	1 811	11	70	200	4 038	66	112
2045	729	36	100	450	1 376	306	0.00	1 832	11	69	200	4 049	68	116
2046	725	37	102	458	1 363	304	0.00	1 862	11	69	200	4 070	71	121
2047	722	37	101	460	1 375	303	0.00	1 856	11	69	200	4 074	73	123
2048	719	38	103	468	1 363	302	0.00	1 879	11	68	200	4 090	76	128
2049	790	39	103	470	1 447	300	0.00	1 887	11	68	200	4 178	78	132
2050	787	40	105	479	1 435	299	0.00	1 904	11	68	200	4 188	81	136
2051	784	40	107	488	1 424	298	0.00	1 929	11	68	200	4 207	84	141
2052	782	41	109	497	1 484	297	0.00	1 962	12	67	200	4 306	88	147
2053	779	42	112	506	1 472	296	0.00	1 980	12	67	200	4 317	90	152
2054	814	43	114	515	1 498	295	0.00	2 170	14	67	200	4 540	107	170
2055	811	44	116	524	1 487	294	0.00	2 042	12	67	200	4 405	98	164
2056	809	45	118	534	1 476	293	0.00	2 062	12	67	200	4 421	101	169
2057	807	46	121	544	1 531	292	0.00	2 091	13	66	200	4 510	105	175
2058	806	46	123	554	1 521	292	0.00	2 129	13	66	200	4 545	110	183
2059	833	47	120	549	1 529	289	0.00	2 092	13	66	200	4 502	111	185
2060	832	48	122	559	1 520	288	0.00	2 122	13	65	200	4 530	115	192
2061	936	49	121	566	1 743	324	0.00	2 234	13	74	200	4 904	109	183
2062	932	50	124	576	1 727	323	0.00	2 235	13	73	200	4 894	112	188
2063	1 008	51	126	587	1 793	321	0.00	2 264	14	73	200	4 994	117	195
2064	1 005	52	129	598	1 778	320	0.00	2 304	14	73	200	5 026	122	203
2065	1 001	53	131	609	1 824	319	0.00	2 528	16	72	200	5 305	144	228
2066	1 037	54	134	620	1 850	318	0.00	2 356	14	72	200	5 162	131	217
2067	1 034	55	137	631	1 836	317	0.00	2 399	15	72	200	5 198	137	227
2068	1 030	57	139	643	1 882	316	0.00	2 422	15	72	200	5 275	141	234
2069	1 027	58	142	655	1 868	315	0.00	2 457	15	72	200	5 302	147	243
2070	1 064	59	145	667	1 894	314	0.00	2 503	15	71	200	5 382	154	253

продолжение таблицы 4.2.3

Год	Налоги и платежи, входящие в расходы периода			Всего расходы периода, тыс.долл	Всего налоги и платежи ,входящие в расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл	НАОКР, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс. долл.	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Прочие налоги, тыс.долл	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл											
1	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2071	1 060	60	148	680	1 881	313	0.00	2 528	15	71	200	5 401	159	262
2072	1 057	61	151	692	1 919	312	0.00	2 565	16	71	200	5 484	165	272
2073	1 131	62	154	705	1 982	311	0.00	2 614	16	71	200	5 605	173	283
2074	1 127	64	157	719	1 968	310	0.00	2 641	16	70	200	5 625	179	293
2075	1 123	65	160	732	2 000	308	0.00	2 680	16	70	200	5 705	186	305
2076	1 157	66	163	746	2 024	307	0.00	2 986	19	70	200	6 045	225	347
2077	1 153	68	167	760	2 009	306	0.00	2 762	17	70	200	5 812	202	329
2078	1 148	69	170	774	2 039	305	0.00	2 805	17	69	200	5 893	210	342
2079	1 220	70	173	789	2 101	304	0.00	2 862	18	69	200	6 021	221	357
2080	1 211	72	172	792	2 074	301	0.00	2 849	18	68	200	5 977	225	366
2081	1 206	73	176	807	2 102	300	0.00	2 894	18	68	200	6 058	235	380
2082	1 202	75	179	822	2 088	299	0.00	2 954	18	68	200	6 113	246	397
2083	1 199	76	183	838	2 075	298	0.00	2 987	19	68	200	6 143	255	411
2084	1 189	78	182	841	2 048	296	0.00	2 988	19	67	200	6 111	262	423
2085	1 185	79	185	857	2 036	295	0.00	3 051	19	67	200	6 173	275	442
2086	1 182	81	189	873	2 025	294	0.00	3 086	19	67	200	6 207	284	457
2087	1 178	82	187	876	2 008	293	0.00	3 090	19	67	200	6 189	291	468
2088	1 163	84	181	866	1 970	290	0.00	3 056	19	66	200	6 093	298	478
Итого	55 602.24	3 151.41	8 026.23	36 720.61	102 738.24	19 560.99	102.28	142 027	862.65	4 442.47	13 400.00	304 300		

Таблица 4.2.4-Расчет чистой прибыли месторождения Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тонна нефти, \$/тонна	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2022	1 194	73	1 589	471	2 479	1 589	1 589	1 589	318	1 271	0	1 271
2023	1 078	76	1 329	437	2 269	1 329	1 329	1 329	266	1 063	0	1 063
2024	1 081	82	1 113	409	2 320	1 113	1 113	1 113	223	891	0	891
2025	1 097	84	1 102	407	2 332	1 102	1 102	1 102	220	881	0	881
2026	1 186	73	1 838	414	2 626	1 838	1 838	1 838	368	1 471	0	1 471
2027	1 422	84	1 780	443	3 015	1 780	1 780	1 780	356	1 424	0	1 424
2028	1 572	76	2 543	487	3 461	2 543	2 543	2 543	509	2 035	0	2 035
2029	1 560	72	2 928	457	3 504	2 928	2 928	2 928	586	2 342	0	2 342
2030	1 548	75	2 830	429	3 447	2 830	2 830	2 830	566	2 264	0	2 264
2031	1 554	79	2 611	405	3 519	2 611	2 611	2 611	522	2 088	0	2 088
2032	1 628	87	2 622	196	3 538	2 622	2 622	2 622	524	2 098	0	2 098
2033	1 518	84	2 671	177	3 391	2 671	2 671	2 671	534	2 137	0	2 137
2034	1 576	85	2 892	161	3 514	2 892	2 892	2 892	578	2 313	0	2 313
2035	1 574	88	2 807	146	3 522	2 807	2 807	2 807	561	2 245	0	2 245
2036	1 573	90	2 772	134	3 494	2 772	2 772	2 772	554	2 218	0	2 218
2037	1 596	94	2 717	124	3 502	2 717	2 717	2 717	543	2 173	0	2 173
2038	1 655	95	2 862	117	3 696	2 862	2 862	2 862	572	2 289	0	2 289
2039	1 723	94	3 186	111	3 866	3 186	3 186	3 186	637	2 549	0	2 549
2040	1 736	97	3 155	105	3 868	3 155	3 155	3 155	631	2 524	0	2 524
2041	1 748	100	3 081	100	3 900	3 081	3 081	3 081	616	2 465	0	2 465
2042	1 769	104	3 042	96	3 910	3 042	3 042	3 042	608	2 434	0	2 434
2043	1 928	116	2 858	93	4 060	2 858	2 858	2 858	572	2 286	0	2 286
2044	1 811	112	2 846	91	4 038	2 846	2 846	2 846	569	2 277	0	2 277
2045	1 832	116	2 801	89	4 049	2 801	2 801	2 801	560	2 241	0	2 241
2046	1 862	121	2 750	88	4 070	2 750	2 750	2 750	550	2 200	0	2 200
2047	1 856	123	2 716	87	4 074	2 716	2 716	2 716	543	2 173	0	2 173
2048	1 879	128	2 673	87	4 090	2 673	2 673	2 673	535	2 138	0	2 138
2049	1 887	132	2 541	87	4 178	2 541	2 541	2 541	508	2 033	0	2 033
2050	1 904	136	2 507	87	4 188	2 507	2 507	2 507	501	2 006	0	2 006
2051	1 929	141	2 466	87	4 207	2 466	2 466	2 466	493	1 973	0	1 973
2052	1 962	147	2 342	88	4 306	2 342	2 342	2 342	468	1 873	0	1 873
2053	1 980	152	2 307	89	4 317	2 307	2 307	2 307	461	1 846	0	1 846
2054	2 170	170	2 063	90	4 540	2 063	2 063	2 063	413	1 650	0	1 650
2055	2 042	164	2 178	91	4 405	2 178	2 178	2 178	436	1 742	0	1 742
2056	2 062	169	2 144	92	4 421	2 144	2 144	2 144	429	1 716	0	1 716
2057	2 091	175	2 038	93	4 510	2 038	2 038	2 038	408	1 630	0	1 630
2058	2 129	183	1 988	95	4 545	1 988	1 988	1 988	398	1 591	0	1 591
2059	2 092	185	1 959	95	4 502	1 959	1 959	1 959	392	1 567	0	1 567
2060	2 122	192	1 922	94	4 530	1 922	1 922	1 922	384	1 537	0	1 537
2061	2 234	183	2 363	96	4 904	2 363	2 363	2 363	473	1 890	0	1 890
2062	2 235	188	2 341	96	4 894	2 341	2 341	2 341	468	1 873	0	1 873
2063	2 264	195	2 209	97	4 994	2 209	2 209	2 209	442	1 768	0	1 768
2064	2 304	203	2 149	98	5 026	2 149	2 149	2 149	430	1 719	0	1 719
2065	2 528	228	1 842	99	5 305	1 842	1 842	1 842	368	1 473	0	1 473
2066	2 356	217	1 957	100	5 162	1 957	1 957	1 957	391	1 566	0	1 566
2067	2 399	227	1 896	101	5 198	1 896	1 896	1 896	379	1 516	0	1 516
2068	2 422	234	1 795	102	5 275	1 795	1 795	1 795	359	1 436	0	1 436

продолжение таблицы 4.2.4

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тонна нефти, \$/тонна	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2069	2 457	243	1 745	104	5 302	1 745	1 745	1 745	349	1 396	0	1 396
2070	2 503	253	1 642	106	5 382	1 642	1 642	1 642	328	1 313	0	1 313
2071	2 528	262	1 599	107	5 401	1 599	1 599	1 599	320	1 279	0	1 279
2072	2 565	272	1 493	109	5 484	1 493	1 493	1 493	299	1 195	0	1 195
2073	2 614	283	1 344	111	5 605	1 344	1 344	1 344	269	1 075	0	1 075
2074	2 641	293	1 297	113	5 625	1 297	1 297	1 297	259	1 037	0	1 037
2075	2 680	305	1 186	115	5 705	1 186	1 186	1 186	237	949	0	949
2076	2 986	347	816	117	6 045	816	816	816	163	653	0	653
2077	2 762	329	1 021	120	5 812	1 021	1 021	1 021	204	817	0	817
2078	2 805	342	910	122	5 893	910	910	910	182	728	0	728
2079	2 862	357	755	124	6 021	755	755	755	151	604	0	604
2080	2 849	366	744	127	5 977	744	744	744	149	595	0	595
2081	2 894	380	636	129	6 058	636	636	636	127	509	0	509
2082	2 954	397	555	132	6 113	555	555	555	111	444	0	444
2083	2 987	411	502	134	6 143	502	502	502	100	401	0	401
2084	2 988	423	475	137	6 111	475	475	475	95	380	0	380
2085	3 051	442	390	139	6 173	390	390	390	78	312	0	312
2086	3 086	457	335	142	6 207	335	335	335	67	268	0	268
2087	3 090	468	327	145	6 189	327	327	327	65	261	0	261
2088	3 056	478	336	148	6 093	336	336	336	67	269	0	269
Итого	142 027	13 239	129 226	10 722	304 300	129 226	129 226	129 226	25 845	103 381	0	103 381

Таблица 4.2.5-Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант III (рекомендуемый)

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2022	1 271	1 592.27	1 592	н/д	1 448	2022
2023	1 063	1 442.40	3 035	н/д	2 640	0
2024	891	1 232.92	4 268	н/д	3 566	0
2025	881	1 080.01	5 348	н/д	4 304	0
2026	1 471	1 613.67	6 961	н/д	5 306	0
2027	1 424	1 444.35	8 406	н/д	6 121	0
2028	2 035	1 972.18	10 378	н/д	7 133	0
2029	2 342	2 700.52	13 078	н/д	8 393	0
2030	2 264	2 609.22	15 688	н/д	9 499	0
2031	2 088	2 410.51	18 098	н/д	10 429	0
2032	2 098	2 223.06	20 321	н/д	11 208	0
2033	2 137	2 246.47	22 568	н/д	11 924	0
2034	2 313	2 405.86	24 973	н/д	12 620	0
2035	2 245	2 326.42	27 300	н/д	13 233	0
2036	2 218	2 285.55	29 585	н/д	13 780	0
2037	2 173	2 229.89	31 815	н/д	14 265	0
2038	2 289	2 332.36	34 148	н/д	14 727	0
2039	2 549	2 584.28	36 732	н/д	15 192	0
2040	2 524	2 556.62	39 289	н/д	15 610	0
2041	2 465	2 491.66	41 780	н/д	15 980	0
2042	2 434	2 455.17	44 235	н/д	16 312	0
2043	2 286	2 302.89	46 538	н/д	16 595	0
2044	2 277	2 289.62	48 828	н/д	16 851	0
2045	2 241	2 250.93	51 079	н/д	17 079	0
2046	2 200	2 207.01	53 286	н/д	17 283	0
2047	2 173	2 177.43	55 463	н/д	17 465	0
2048	2 138	2 140.68	57 604	н/д	17 629	0
2049	2 033	2 033.55	59 638	н/д	17 770	0
2050	2 006	2 004.84	61 642	н/д	17 896	0
2051	1 973	1 970.24	63 613	н/д	18 009	0
2052	1 873	1 869.83	65 482	н/д	18 106	0
2053	1 846	1 841.36	67 324	н/д	18 194	0
2054	1 650	1 644.87	68 969	н/д	18 264	0
2055	1 742	1 736.17	70 705	н/д	18 332	0
2056	1 716	1 708.57	72 413	н/д	18 393	0
2057	1 630	1 622.79	74 036	н/д	18 446	0
2058	1 591	1 582.40	75 619	н/д	18 492	0
2059	1 567	1 569.35	77 188	н/д	18 534	0
2060	1 537	1 537.40	78 725	н/д	18 572	0
2061	1 890	1 882.82	80 608	н/д	18 613	0
2062	1 873	1 870.71	82 479	н/д	18 651	0
2063	1 768	1 764.19	84 243	н/д	18 683	0
2064	1 719	1 714.28	85 957	н/д	18 711	0
2065	1 473	1 467.69	87 425	н/д	18 734	0
2066	1 566	1 559.05	88 984	н/д	18 755	0
2067	1 516	1 509.06	90 493	н/д	18 774	0
2068	1 436	1 428.04	91 921	н/д	18 790	0
2069	1 396	1 386.88	93 308	н/д	18 804	0
2070	1 313	1 303.93	94 612	н/д	18 817	0
2071	1 279	1 269.20	95 881	н/д	18 827	0
2072	1 195	1 184.15	97 065	н/д	18 836	0
2073	1 075	1 064.35	98 130	н/д	18 844	0
2074	1 037	1 025.94	99 156	н/д	18 851	0
2075	949	936.76	100 092	н/д	18 856	0

продолжение таблицы 4.2.5

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2076	653	640.48	100 733	н/д	18 859	0
2077	817	804.17	101 537	н/д	18 863	0
2078	728	715.49	102 253	н/д	18 866	0
2079	604	590.73	102 843	н/д	18 869	0
2080	595	581.46	103 425	н/д	18 871	0
2081	509	494.73	103 919	н/д	18 872	0
2082	444	429.60	104 349	н/д	18 874	0
2083	401	386.67	104 736	н/д	18 875	0
2084	380	365.39	105 101	н/д	18 876	0
2085	312	297.10	105 398	н/д	18 876	0
2086	268	252.26	105 650	н/д	18 877	0
2087	261	245.32	105 896	н/д	18 877	0
2088	269	252.31	106 148	н/д	18 878	0
2089	0	-263.22	105 885	н/д	18 877	0
2090	0	-222.57	105 662	н/д	18 877	0
2091	0	-190.89	105 471	н/д	18 877	0
2092	0	-118.18	105 353	н/д	18 877	0
2093	0	-120.84	105 232	н/д	18 877	0
2094	0	-134.33	105 098	н/д	18 876	0
2095	0	-462.24	104 636	н/д	18 876	0
2096	0	-158.92	104 477	н/д	18 876	0
2097	0	-249.36	104 228	н/д	18 876	0
2098	0	-303.40	103 924	н/д	18 875	0
2099	0	-378.91	103 545	н/д	18 875	0
2100	0	-477.24	103 068	0	18 875	0
Итого	103 381	103 068		0		2022

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Полученные значения коэффициентов извлечения нефти из недр по объектам и месторождению в целом для основных вариантов разработки и их сопоставление с утвержденными ГКЗ РК, выполненными в 2020г, в отчёте «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Блиновское Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 01.04.2020г) (Протокол ГКЗ РК №2220-20-У от 09.10.2020г) приведены в таблицах 4.3.1 и 4.3.2.

Сравнение КИН показывает, что по месторождению во II, III и IV расчетных вариантах разработки обеспечивается отбор 101 % и более утвержденных извлекаемых запасов, КИН при этом по II и III вариантам составит 0,482 д.ед., по IV варианту 0,481 д.ед. Достигаются они за счет бурения новых скважин.

Рекомендуемый III вариант обеспечивает более высокую величину экономической эффективности при наименьших капитальных вложениях по сравнению с II и IV вариантами. Низкими коэффициентами нефтеизвлечения характеризуется I вариант, который предусматривает разработку с продолжением существующей системы разработки. КИН при этом составит 0,433 д.ед.

Таблица 4.3.1 – Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти

Объект	Запасы утвержденные			Извлекаемые запасы нефти и КИН по вариантам							
	Геол, тыс.т	Qизвл, тыс.т	КИН, д.ед.	Вариант I		Вариант II		Вариант III		Вариант IV	
				Qизв, тыс.т	КИН, д.ед.	Qизв, тыс.т	КИН, д.ед.	Qизв, тыс.т	КИН, д.ед.	Qизв, тыс.т	КИН, д.ед.
I	7322	3506	0,479	3151,5	0,430	3505,9	0,479	3510,7	0,479	3504,8	0,479
II	638	353	0,553	317,1	0,497	352,7	0,553	352,7	0,553	350,0	0,549
ИТОГО	8 015	3 836	0,479	3 470,1	0,433	3 860,1	0,482	3 864,9	0,482	3 856,3	0,481

Таблица 4.3.2 - Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

Параметры	Значения по вариантам			
	I	II	III	IV
1	2	3	4	5
I объект				
K ₁ (коэфф. сетки)	0,723	0,783	0,783	0,790
K ₂ (коэфф. вытесн.)	0,632	0,632	0,632	0,632
K ₃ (коэфф. заводнен.)	0,941	0,967	0,969	0,959
K _{н.о}	0,430	0,479	0,479	0,479
II объект				
K _{н.о}	0,497	0,553	0,553	0,549
Месторождение				
K _{н.о}	0,433	0,482	0,482	0,481

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Настоящий раздел описывает основные принципы и правила, использованные для расчета технико-экономических показателей 4-х вариантов разработки. На основе предложенных вариантов разработки и вышеуказанных допущений, в программе Excel были разработаны электронные таблицы, позволяющие вычислять поток наличности на любую дату оценки. Созданная экономическая модель учитывает следующие моменты:

- расчет валовой выручки;
- учет всех возмещаемых и невозмещаемых обязательных платежей;
- расчет налогов;
- расчет потока наличности недропользователя;
- расчет потока наличности Республики Казахстан;
- подготовка и выгрузка всех необходимых таблиц для раздела.

Для принятия решения эффективности экономических показателей вариантов разработки, были рассчитаны интегральные показатели такие как, поток наличности, чистая приведенная стоимость (ЧПС/NPV) со ставкой дисконтирования 10%, внутренняя норма рентабельности (ВНР или IRR). Данные показатели были рассчитаны на чистых денежных потоках

Чистая приведенная стоимость (ЧПС/NPV) - основной показатель эффективности инвестиций с нормой дисконтирования 10%. Если значение (+) - прибыль, если (-) - потери.

Внутренняя норма рентабельности (ВНР, или IRR) показывает доходность инвестиций Подрядчика и определяется как дисконтная ставка, при которой ЧПС равно нулю.

Экономически рентабельный срок разработки месторождения – время с начала разработки до года, когда поток наличности по проекту становится отрицательным и показывает, что дальнейшая разработка месторождения становится нерентабельной.

Расчет экономической эффективности произведен в текущих ценах. При проведении расчетов бралась во внимание инфляция – рост общего уровня цен и издержек, сопровождающаяся потерей покупательной способности денежной единицы – доллара США.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2022, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы при вычислении значения чистой

приведенной стоимости исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящие из-за инфляции) изменения в структуре цен.

Сопоставление технико-экономических показателей 4-х вариантов разработки приводится в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Блиновское.

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
		Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный
1	Период расчета, годы	2069	2100	2088	2100	2088	2100	2085	2100
2	Бурение добывающих скважин, ед.	0	0	6	6	6	6	10	10
3	Бурение нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Фонд скважин с начала разработки, ед.	49	49	50	50	50	50	54	54
5	Добыча жидкости, тыс.т.	12 338	18 258	24 660	29 033	24 638	28 980	24 918	32 744
6	Накопленная добычи жидкости с начала разработки, тыс.т.	21 495	27 416	33 818	38 191	33 796	38 137	34 075	41 901
7	Добыча нефти, тыс.т.	471.78	596.51	861.80	925.19	866.56	930.34	857.95	939.98
8	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	3 470	3 595	3 860	3 924	3 865	3 929	3 856	3 938
9	Добыча растворенного газа, млн.м3	11.72	14.80	21.24	22.80	21.35	22.92	20.49	22.21
10	Накопленная добыча растворенного газа начала разработки, млн.м3	52.55	55.63	62.07	63.63	62.19	63.75	61	63
11	Закачка воды, тыс.м3	4 669	7 498	10 113	12 342	11 646	14 226	11 168	15 627
12	Накопленная закачка воды с начала разработки, тыс.м3	7 299	10 128	12 744	14 972	14 277	16 856	13 799	18 257
13	Накопленная компенсация отбора закачкой, %	37.44	41.05	42.06	43.88	47.14	49.47	45.20	48.88
14	Суммарная продажа нефти, тыс.т.	458.88	580.20	838.23	899.89	842.85	904.90	834.48	914.27
15	Суммарная чистая выручка от реализации товарной продукции, тыс.долл.	202 870	320 513	442 143	516 123	444 247	518 693	427 074	519 743
16	Эксплуатационные затраты, тыс. долл.	74 738	152 933	142 951	184 363	142 027	182 640	135 868	188 976
17	Средние общие затраты на 1 т нефти, долл.	158.42	256.38	165.88	199.27	163.90	196.31	158.36	201.04
18	Капитальные вложения, тыс. долл.	3 616	7 157	7 764	9 479	7 954	9 454	13 558	17 478
19	Удельные капитальные вложения, \$/т	7.664	11.998	9.009	10.246	9.179	10.162	15.803	18.594
20	Корпоративный подоходный налог, тыс. долл.	9 217	9 218	25 293	25 293	25 845	25 845	24 132	24 132
21	Налог на сверхприбыль, тыс. долл.	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Налоги и платежи в бюджет, тыс.долл.	75 335	138 828	162 194	197 825	162 273	197 686	154 872	199 811
23	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, тыс. долл.	84 552	148 046	187 487	223 119	188 118	223 531	179 004	223 942
24	Поток денежной наличности подрядчика, тыс. долл.	39 964	12 378	103 941	99 163	106 148	103 068	98 644	89 346
25	Чистая приведенная стоимость подрядчика при ставке 10%, тыс. долл.	11 425	11 373	18 694	18 689	18 878	18 875	18 738	18 729
26	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	0.4330	0.4485	0.4816	0.4895	0.4822	0.4902	0.4811	0.4914

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 3 варианту разработки месторождения Блиновское достигаются наибольшие показатели суммарных выплат Государству в виде налогов и платежей, потока наличности, а также наибольший ЧПС, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта. Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным к разработке будет 3 вариант (рекомендуемый).

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Выбор способов эксплуатаций скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования был проведен исходя из геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов, физико-химических свойств пластового флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов. Действующим проектным документом является «Уточненный проект разработки месторождения Блиновское», утвержденный Комитетом геологии и недропользования на основании рекомендации ЦКРР РК (протокол №4/3 от 20.14.2018г.) в котором были выделены 2 объекта разработки:

- I объект – горизонт М-I;
- II объект – горизонт М-II.

Горизонт Pz выделен как объект доразведки.

По состоянию на 01.03.2022г весь пробуренный фонд скважин месторождения составил 62 единицы. В эксплуатационном фонде числятся 38 скважин: (из них действующих - 19 ед., в бездействии - 19 ед.). В нагнетательном фонде числятся 9 скважин: (в бездействии – 5 ед). В наблюдательном фонде - 4 скважины. В консервации – 4 ед. В разведочном фонде в бездействии – 1 ед. Ликвидированных – 6 ед. Характеристика фонда скважин представлено в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 - Распределение фонда скважин

Наименование	Количество
Общий фонд скважин	62
Эксплуатационный фонд	38
Действующий фонд	19
В бездействии	19
Наблюдательный фонд	4
Нагнетательный фонд	9
В консервации	4
Ликвидир.после бурения	6

Эксплуатация добывающих скважин на месторождении осуществляется механизированным способом центробежными электронасосными установками (УЭЦН), штанговыми винтовыми насосными установками (УШВН) и с использованием штанговых глубинно-насосных установок (УШГН)., как и предусматривалось проектным документом. Распределение добывающих скважин по видам применяемых насосов представлена на рисунке 6.1.1.

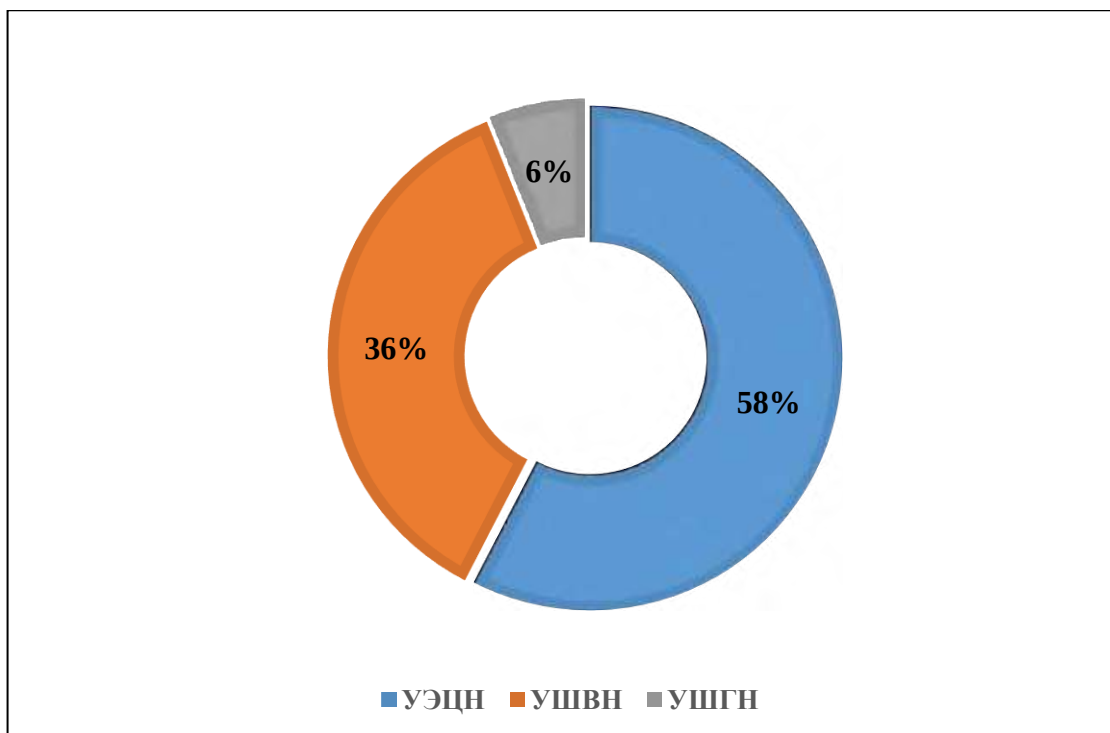


Рис.6.1.1 - Распределение добывающих скважин по видам применяемых насосов

Как представлено из диаграммы, представленной на рисунке 6.1.1, на месторождении преимущественно применяются УЭЦН, это продиктовано хорошей продуктивностью добывающих скважин.

Для оценки эффективности техники и технологий, применяемых на месторождении для добычи углеводородов, проведен анализ состояния и характеристики работы скважин, а также факторов, осложняющих эксплуатацию. Для проведения анализа обработаны промысловые данные (технологические режимы, ежедневные рапорта, сведения по скважинам, сведения о ПРС и др.) по состоянию на 01.03.2022 года.

6.1.1 Требования для выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Эксплуатация скважин штангово-глубинными насосными установками (УШГН)

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы устанавливаемой на колонном фланце. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съемной гайкой. Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы не вставного (трубного) исполнения условным размером диаметром 44 мм. с цельным

безвтулочным цилиндром. Насосы спускаются в скважину на колонне НКТ диаметром 73мм. Применяемая колонна штанг диаметром 19 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин. В таблице 6.1.2 приведены основные показатели работы насосов УШГН.

Таблица 6.1.2 – Технологический режим работы скважин, эксплуатируемых УШГН

№№ пп	№№ скв	Инт. перф., м	Ø НКТ	Глубина установки насоса, м	Н дин	Ср.сут. дебит		Обв., %
						нефти, тн/сут	жидкость, м³/сут.	
1	5	1260-1266	73	999	0	0,0	0,0	0
2	34	1233-1239, 1245-1246	73	1011	178	0,6	11,3	95

Эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосными установками (УЭЦН)

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления за изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий. При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов. Применяемый УЭЦН состоит из: погружного электронасосного агрегата (который объединяет электродвигатель с гидрозащитой) и электроцентробежного насоса; кабельной линии, спускаемой в скважину на колоннах НКТ диаметром 73 и 89 мм внутри эксплуатационной колонны (140, 168 мм); оборудования устья; станции управления и трансформатора. Над насосом устанавливают обратный и сливной клапаны. Откачиваемая жидкость из скважины поступает на поверхность по колонне НКТ. В таблице 6.1.3 приведены основные показатели работы насосов УЭЦН.

Таблица 6.1.3 - Технологический режим скважин, эксплуатируемых УЭЦН

№№п/п	№скв.	Глубина подвески насоса, м	Интервал. перфорации, м	Ндин, м	Давление			Qн, т/сут	Qж, м³/ сут	Обводнен ность, %
					Р загр	Р пласт	Р Заб			
1	6	910	1235-1241	244	0,00	10,9	7,9	3,5	70,1	95
2	10	1007	1262,5-1268,5	80	0,00	11,3	9,4	0,2	9,2	98
3	15	1049	1257-1261	100	0,10	11,3	9,3	5,3	94,8	94
4	19	998	1252-1259	0	0,00	10,9	9,9	0,0	0,0	0,0
5	24	1057	1258-1263	0	0,00	11,3	10,1	0,0	0,0	0,0
6	35	978	1245-1251	147	0,00	10,9	8,8	4,3	113,6	96
7	38	1041	1234-1237	247	0,00	-	7,8	1,6	42,6	96

№№п/п	№скв.	Глубина подвески насоса, м	Интервал. перфорации, м	Ндин, м	Давление			Qн, т/сут	Qж, м³/сут	Обводненность, %
					Р загр	Р пласт	Р Заб			
8	39	799	1253-1257	132	0,01	10,9	9,0	1,3	49,0	97
9	40	924	1273-1277	0	0,00	-	10,1	0,0	0,0	0,0
10	44	971	1257-1261	91	0,00	10,9	9,3	1,5	20,8	93
11	47	1039	1252-1254	158	0,00	11,3	8,7	4,2	32,4	87
12	48	1032	1234-1237	0	0,00	10,9	9,9	0,0	0,0	0,0
13	49	1002	1248-1250	176	0,00	-	8,6	1,1	11,9	91
14	50	1140	1258-1260	0	0,06	11,3	10,4	0,0	0,0	0,0
15	53	1008	1277-1280	78	0,39	-	9,8	1,6	100,3	98
16	57	1105	1236-1239	248	0,00	-	8,0	2,2	37,2	94
17	58	1007	1234-1235	178	0,00	12,2	8,8	2,4	23,7	90
18	59	1007	1236-1239	0	0,00	-	10,1	0,0	0,0	0,0
19	61	1022	1253-1256	0	0,00	-	10,1	0,0	0,0	0,0

Эксплуатация скважин погружными электровинтовыми насосными установками (ЭВН)

Преимущественное применение винтовых штанговых насосов обусловлено физико-химическими свойствами добываемых флюидов и физическими свойствами пластов-коллекторов. Статор винтового насоса с газосепаратором в нижней части спускается в скважину на НКТ диаметром 89 мм выше интервала перфорации, а многозаходный ротор (винт) – на 25 мм колоннах штанг с центраторами 25*89мм. На колонне НКТ выше насоса устанавливается сливной клапан. Статор насоса фиксируется внутри эксплуатационной колонны (140 мм) якорем. Устьевой привод УШВН обеспечивает возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора. Газосепаратор служит для отделения до 90% свободного газа от поступающей на вход насоса жидкости. Благодаря выводу свободного газа через отверстия газосепаратора в затрубное пространство достигается значительное увеличение КПД насоса. В таблице 6.1.4 приведены основные показатели работы насосов ЭВН.

Таблица 6.1.4 - Технологический режим скважин, эксплуатируемых ЭВН

№№п/п	№скв.	Глубина подвески насоса, м	Интервал. перфорации, м	Ндин, м	Давление			Qн, т/сут	Qж, м³/сут	Обводненность, %
					Р загр	Р пласт	Р Заб			
1	12	1005	1239-1245	135	0,00	14,7	8,8	3,0	36,2	92
2	18	1008	1239-1245	0	0,00	10,9	9,8	0,0	0,0	-
3	25	867	1241-1245	0	0,00	14,7	9,8	0,0	0,0	-
4	43	1004	1265-1268	76	0,00	14,7	9,4	0,5	10,2	95
5	45	1000	1255-1257	141	0,00	10,9	9,2	1,0	7,8	87
6	46	956	1236-1238	267	0,51	-	8,2	1,0	27,8	96
7	51	988	1254-1256	0	0,00	-	10,1	0,0	0,0	-
8	52	1052	1236-1239	176	0,00	-	8,6	0,8	3,4	76
9	54	1007	1253-1256	141	0,00	-	9,0	0,9	3,3	71
10	55	1007	1267-1268,5	0	0,01	-	10,0	0,0	0,0	-
11	56	898	1257-1259	1063	0,00	-	1,5	2,4	7,5	68
12	60	823	1242-1245	0	0,00	-	10,1	0,0	0,0	-

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Нефть месторождения Блиновское – средней плотности (плотность пластовой нефти – $0,772 \text{ г/см}^3$), малосернистая (содержание серы – до 0,28%), смолистая (содержание смол – 7,2 - 14,56%), высокопарафинистая (содержание парафина – до 12,3%) с пластовой температурой 54,8 °С.

Основными осложняющими факторами при добыче на месторождении Блиновское является выпадение парафина. С целью предотвращения осложнений в работе скважин из-за асфальто-смолистых парафиновых отложений (АСПО) на месторождении проводятся мероприятия по предотвращению образования механическим способом. Для очистки скважины от АСПО из ПЗС и скважинного оборудования применяется обработка ПЗС горячей нефтью с помощью депарафинизационных агрегатов АДПМ. Небольшое увеличение дебита нефти (жидкости) достигнуто за счет систематической обработки скважины горячей нефтью (ОГН).

Для защиты от коррозии трубопроводов при обводненности 50% и более предлагается использовать водорастворимые ингибиторы коррозии. Более высокий эффект достигается при непрерывной подаче ингибитора в систему. Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии используются блочные установки БР-2,5; БР-10 (ОСТ 26-02-376-72), или дозировочные насосы НД. Активные процессы коррозии, происходящие в условиях эксплуатации нефтяных скважин, сказываются в первую очередь на аварийности насосно-компрессорных труб и нарушений герметичности обсадных колонн. Наружная коррозия обсадных колонн, вызванная воздействием агрессивных минерализованных пластовых вод, может быть предотвращена путем полного подъема цементного раствора в заколонном пространстве скважин.

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти. Подачу ингибиторов осуществлять периодически подачей в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ с помощью передвижных ЦР-500.

В процессе эксплуатации скважин может происходить прорыв воды. Причинами прорыва воды могут служить следующие факторы:

- негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;
- заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти;
- внутрипластовые перетоки воды и углеводородов;
- конусообразование в скважинах в результате фильтрации подошвенных и межпластовых вод.

Для каждого случая прорыва воды необходимо составить индивидуальный план капитального ремонта скважин, которые могут включать такие мероприятия как изоляция интервалов перфорации путем отсечения их в стволе скважины, закачка в пласт цементного раствора на нефтяной основе, закачка цемента под давлением, использование водонефтяных эмульсий. Объемы и технологии производства водоизоляционных работ рассчитываются в зависимости от конкретных условий эксплуатации выбранных скважин.

Для увеличения нефтеотдачи пласта в качестве эксперимента рекомендуется испытать физико-химическое воздействие на пласт водонефтяной эмульсии.

Использование водонефтяной эмульсии для селективного ограничения водопритокков в добывающих скважинах обусловлено рядом их качеств:

- дисперсный характер водонефтяной эмульсии позволяет ей избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые интервалы пласта и трещины, являющиеся путями притока пластовых вод к забою скважины;
- способностью к структурообразованию при механическом смешивании с водой в процессе фильтрации вглубь пласта и, наоборот, к разжижению при диспергировании с нефтью;
- наличие в составе водонефтяной эмульсии твёрдых неионогенных ПАВ придаёт ей способность значительно снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз порода-нефть-вода, увеличивая фазовую проницаемость нефтенасыщенных интервалов и зон пласта.

Наружная коррозия обсадных колонн, вызванная воздействием пластовых вод, может быть предотвращена путем полного подъема цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья. Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн следует предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти. Подачу ингибиторов осуществлять путем периодической подачи в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ.

Анализ эффективности геолого-технических мероприятий

Основная часть операций ПРС приходится на ликвидацию проблем с выпадением АСПО в стволе добывающих скважин. Это объясняется тем, что, добывная продукция характеризуется высоким содержанием смол – 7,2 - 14,56% и содержание парафина – до 12,3%, что осложняет процессы добычи и вызывает необходимость в проведение мероприятий по обработке горячей нефть, водой и парафиночисток. На рисунке 6.2.1. представлена Статистика проводимых мероприятий по борьбе с АСПО за период 2017 – 03.2022 гг.



Рис.6.2.1 – Статистика проводимых мероприятий по борьбе с АСПО за период 2017 – 03.2022гг.

В 2019 году можно отметить проведение опытно-промышленных испытаний технологии изоляции TerraFlow-Ceolit компании Terratec. Реагент TF-C разработан и предназначен для применения в одноименной технологии повышения нефтеотдачи пластов, направленной на выравнивание профилей приемистости и увеличения охвата пластов заводнением, а также в технологии РИР, направленной на изоляцию различных источников обводнения добывающих скважин. Реагент TF-C – трехкомпонентный порошок, изготавливается путем предварительного миксования и дальнейшего совместного измельчения минерального сырья (с содержанием цеолита не менее 40 %), структурирующей полимерной добавки и активирующего минерального компонента. В пластовых условиях, закачанный водный раствор композиции TF-C переходит в структурированное состояние, позволяющее эффективно блокировать высокопроницаемые каналы и источники обводнения скважин, позволяя тем самым подключать в активную разработку слабо дренируемые и не дренируемые прослои и зоны.

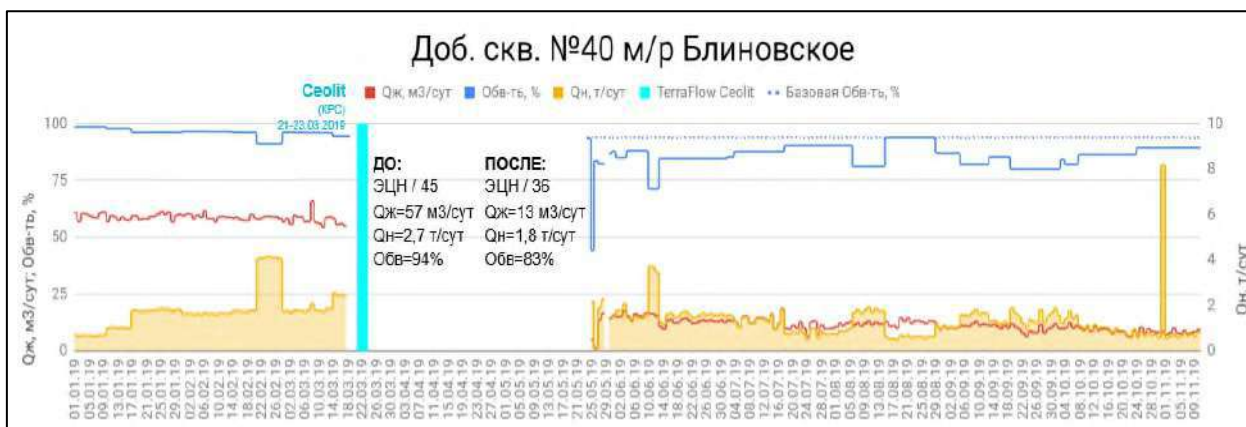


Рис.6.2.2 – Профиль эксплуатации добывающей скважины №40

Работы по TerraFlow-Ceolit были проведены 21-23.03.2019г. Приготовлено и закачено 65 м³ раствора TerraFlow-Ceolit с конц. 6% (4 тн)+раствор TerraFlow SFW с конц. 0,07% (50 л). Закачено 6 м³ тех.воды для продавки в пласт. Дополнительная добыча нефти составила 159 тонн (Сазонов) за 7 месяцев после РИР.

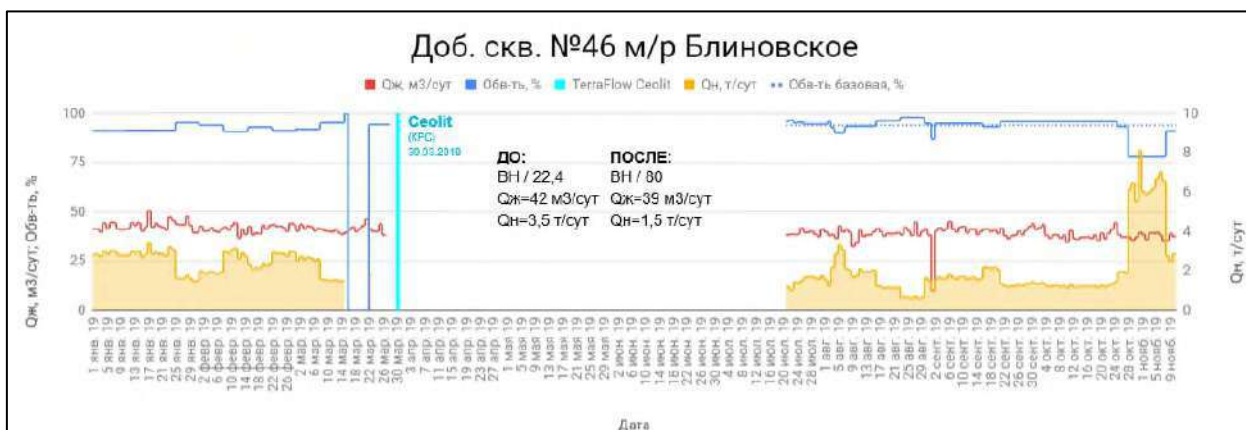


Рис.6.2.3 – Профиль эксплуатации добывающей скважины №46

Работы по TerraFlow-Ceolit были проведены 30.03.2019г. Приготовлено и закачено 50 м³ раствора TerraFlow-Ceolit с конц. 6% (3 тн). Закачено 6 м³ тех.воды для продавки в пласт. Дополнительная добыча нефти составила 0 тонн за 7 месяцев после РИР.

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

6.3.1 Действующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции

Газожидкостная смесь от скважин по однотрубной герметизированной системе поступает на ДНС-УПСВ под действием буферных давлений скважин. На ДНС производится по скважинный замер дебитов в АГЗУ типа «Спутник-Б-40-14-500», где продукция одной из скважин направляется на замер, а продукция остальных скважин направляется в общий коллектор. По общему коллектору нефтегазовая смесь проходит через ватержакетную печь Н-12270, где нагревается до температуры 50°C и поступает в трехфазный сепаратор V-11730. В трехфазном сепараторе происходит отделение воды, нефти и газа.

От трехфазного сепаратора отделившейся газ идет через газовые сепараторы ГС1-1,6 и ГС-V-11740 в ватержакетную печь Н-12270 и ПП-063. Нефть и остальной газ от трехфазного сепаратора V-11730 идет в уравнительную емкость R2006-35, от него через путевой подогреватель ПП-063 насосом перекачивается на ЦППН месторождения Арыское для дальнейшей подготовки. Вода отделившаяся из трехфазного сепаратора V-11730 поступает в резервуар очистки нефти РВС -500м³, далее поступает в водонагнетальный резервуар РВС-125 м³. С целью оценки и учета технологических потерь нефти, которое неизбежно теряется при технологических процессах сбора, подготовки, хранения и при транспортировке нефти по нефтепроводам, в АО «СНПС-Ай Дан Мунай» имеется отчет технологических потерь, согласно отчету, технологические потери нефти в среднем составил 0,86%. Принципиальная технологическая схема сбора и транспортировки месторождения представлена на рисунке 6.3.1.

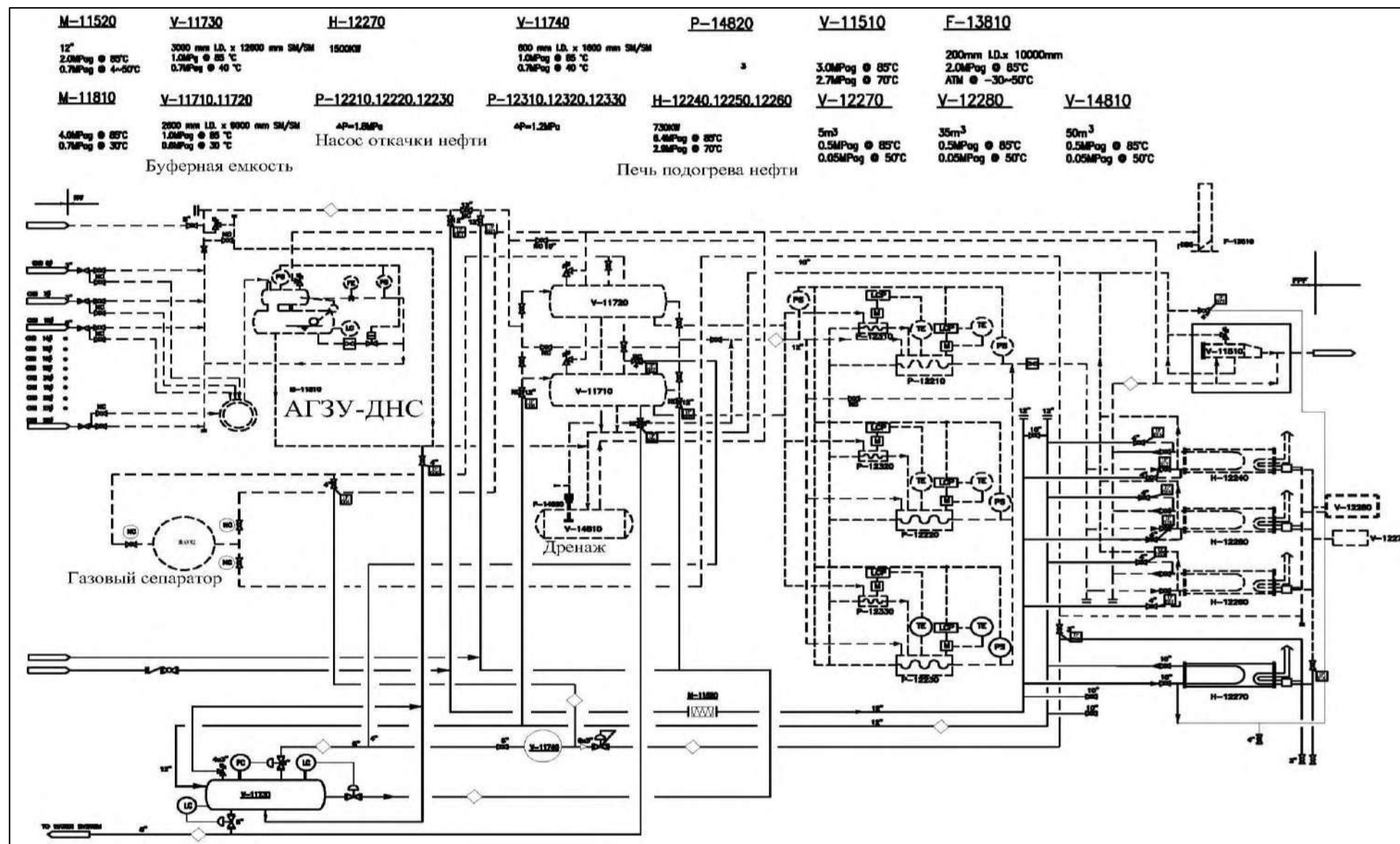


Рис. 6.3.1 – Принципиальная технологическая схема сбора и транспортировки месторождения Блиновское

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

На месторождении Блиновское попутный газ частично будет использоваться на собственные нужды - на ДНС для печей ПП-063 - 3ед. (2-раб., 1-резерв), а основной объем по трубопроводу уходит на ЦППН месторождения Арыское, за исключением объемов неизбежного технологического сжигания. А также попутный газ частично используется на ватержетной печи -1 ед. установки предварительного сброса воды (УПСВ), которая находится территориально рядом с ДНС. Распределение газа на 2022-2025 гг. представлено в таблице 6.4.1

Таблица 6.4.1 - Баланс добычи и использования газа

№	Показатели	Ед. изм	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8
2	Добыча газа	млн. куб.м	0,395	0,344	0,321	0,314	0,391
3	Расход сырого газа на собственные нужды	млн. куб.м	0,236	0,191	0,170	0,161	0,199
4	Объем технологически неизбежного сжигания газа	млн. куб.м	0,159	0,153	0,151	0,153	0,192

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды используемой для заводнения

В настоящее время на месторождении закачку воды осуществляют 5 нагнетательных скважин №№7, 9, 14, 26, 27 по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, механических примесей в закачиваемую воду. Также на месторождении в системе ППД ежедневно ведется контроль за закачиваемой воды путем определения на содержание механических примесей и нефтепродуктов. В таблице 6.1.3 приведены основные показатели работы насосов УЭЦН.

Таблица 6.5.1 - Технологический режим скважин, эксплуатируемых УЭЦН

№№ п/п	№ Сква	Диаметр экс. колонны (мм)	Искусственный забой (м)	Горизонт	Интервалы перфорации (м)	Перф. толщина (м)	Диаметр НКТ (мм)	Длина НКТ (м)	Р нагнетания, МПа	Qв. м³/сут
1	Б-7	168	1312	М-I-II	1247,5-1254,5, 1287-1292	12	73	1229	3,4	158,3
2	Б-9	168	1280	М-I	1271-1275	4	73	1150	1,6	0,0
3	Б-14	168	1270	М-I	1247-1256	9	73	1220	3,9	61,0
4	Б-26	168	1302	М-I	1257-1263	12	73	1235	6,8	112,3
5	Б-27	168	1280	М-I	1263-1270	7	73	1252	2,7	122,9

Качество рабочего агента

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям на основании СТ РК 1662-2007, приведённым в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 - Требования к закачиваемой воде

Стабильность	- стабильна
Совместимость с пластовыми водами	- снижение приемистости не более 20 %
Содержание кислорода	- менее 0,5 мг/л
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие
Содержание сероводорода	- отсутствие
Количество мехпримесей	- по коллекторским свойствам
Содержание нефтепродуктов	- по коллекторским свойствам
Размер взвешенных частиц	- 90 % менее 2 мкм

Карбонатная стабильность является одним из основных критериев оценки пригодности воды для заводнения нефтяных пластов, поскольку в процессах образования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Их образование будет происходить как в объеме воды с образованием дополнительного количества механических примесей, так и на поверхностях породы, водоводов и оборудования.

Сульфатная стабильность рассчитывается при наличии достаточного количества сульфатов в воде.

Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породой заключается в том, что при взаимодействии с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта не образуется нерастворимых соединений. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20 % с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Недопустимо производить закачку несовместимой воды.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0.5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами.

Содержание механических примесей и нефтепродуктов является определяющей нормой качества воды. Данные требования к качеству закачиваемых вод формулируются исходя из коллекторских свойств породы. По содержанию механических примесей и нефтепродуктов в соответствии с СТ РК 1662-2007 определены следующие нормы качества (таблица 6.5.3).

Таблица 6.5.3 - Нормы содержания механических примесей и нефтепродуктов в воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Механических примесей	Нефти
До 0,1	-	до 3	до 5
Свыше 0,1	-	до 5	до 10
До 0,35	от 6,5 до 2	до 15	до 15
Свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
До 0,6	от 35 до 3,6	до 40	до 40
Свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Согласно Единым Правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых (п. 247), замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно. Рекомендуемые точки отбора – устья нагнетательных скважин. Такой мониторинг позволяет контролировать текущее состояние водоподготовки. Если наблюдается превышение нормативных показателей

Размер взвешенных частиц. Стандартом предусмотрено в закачиваемой воде не более 90 % частиц размером менее 2 мкм.

Водоподготовка

Подготовка закачиваемых вод должна быть направлена на следующее:

- удаление механических примесей и нефтепродуктов до нормируемых показателей;
- снижение коррозионной агрессивности.

Обеспечение высокого качества воды необходимо осуществлять доступными техническими средствами с оптимальными эксплуатационными затратами. Удаление механических примесей и нефтепродуктов осуществлять отстоем и тщательной фильтрацией воды. В случае обнаружения СВБ предотвращение развития сульфатредукции в пласте, производить бактерицидами, которые вводятся дозировочными насосами в закачиваемую воду. Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для ППД, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и 6-ти компонентный химический анализ состава воды, концентрации механических примесей и нефтепродуктов, а также железа, кислорода, растворенных углекислого газа, сероводорода.

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

7.1 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1 Требования к конструкциям скважин

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, опыта бурения на данном месторождении, анализа ожидаемых осложнений, встречающихся при проводке скважин, а также технико-технологических и экономических показателей. Конструкция скважины должна отвечать требованиям охраны недр и окружающей среды.

Приведенная в данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин. По проекту предусматривается бурение вертикальных скважин. При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза и опыт проходки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также 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 скважины в случаях газонефтеводопроявлений. С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин:

- **Направление** Ø 324мм спускается на глубину 50 м и цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-50 до устья для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми породами, а также для предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** Ø 245 мм спускается на глубину от 500 м, и цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-50 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвратить их загрязнение

при дальнейшем бурении скважины; На кондуктор устанавливается колонная головка ОКК1-168х245-21 и ПВО перед бурением под эксплуатационную колонну в интервале 500-1300-1320м

- **Эксплуатационная колонна** Ø 168 мм спускается до забоя и цементируется цементным раствором на основе цемента марки ПЦТ-I-Г-СС-I с подъемом цементного раствора до устья с целью разобщения продуктивного горизонта от водоносных горизонтов и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа. Принятая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1. В таблице 7.1.2 представлена фактическая конструкция скважины пробуренных в период с 2015 по 2021 гг., как можно заметить фактическая конструкция соответствуют проекту.

Таблица 7.1.1 - Проектная конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
направление	394	324	50	до устья	ПЦТ I-50
кондуктор	295	245	500	до устья	ПЦТ-1-50
экспл. колонна	216	168	1300-1320	до устья	ПЦТ-I-Г-СС-1

Таблица 7.1.2 - Фактическая конструкция скважин

№№ п/п	№ скв	Проект. <u>глубина</u> Проект. горизонт	Фактич. <u>глубина</u> Фактич. горизонт	Бурение <u>Начало</u> <u>Конец</u>	Размеры долот, мм и интервалы бурения в м.	Конструкция		
						Диаметр обсадки,	глубина спуска,	подъем цемента,
						мм	м	м
1	2	3	4	6	7	8	9	10
1	60	<u>1300м</u>	<u>1300 м</u>	<u>08.07.15 г</u>	0-58м-444,5мм	339,7	56,92	до устья
		М	М	29.07.15 г	58-503м-311мм	245	501,30	до устья
					503-1300м-215,9мм	168	1297,45	223 м от устья
2	61	<u>1300м</u>	<u>1296,63 м</u>	<u>26.07.15 г</u>	0-59м-444,5мм	339,7	58,45	до устья
		М	М	15.08.15 г	59-500м-311мм	245	498,74	до устья
					500-1296,63м-215,9мм	168	1296,63	446 м от устья
3	62	<u>1300м</u>	<u>1300 м</u>	<u>16.08.15 г</u>	0-58м-444,5мм	339,7	57,56	до устья
		М	М	06.09.15 г	58-499м-311мм	245	497,5	до устья
					499-1300м-215,9мм	168	1297,65	280 м от устья
4	63	<u>1300м</u>	<u>1300 м</u>	<u>05.09.15 г</u>	0-59м-444,5мм	339,7	57,79	до устья
		М	М	26.09.15 г	59-505м-311мм	245	503,96	до устья
					505-1300м-215,9мм	168	1297,79	27 м от устья
5	64	<u>1300м</u>	<u>1310 м</u>	<u>17.07.19 г</u>	0-53,67 м-444,5 мм	339,7	51,91	до устья
		М	М	08.08.19 г	53,67-503 м-311 мм	245	500,53	до устья
					503-1310 м-215,9 мм	168	1303	261 м от устья

В процессе бурения необходим комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, обвалов и поглощения в скважинах. Для этого необходимо

обеспечивать герметичность обсадных колонн, крепление ствола скважины с высоким качеством их цементированья. Для улучшения качества цементированья эксплуатационных колонн в продуктивной части ствола скважин предусмотреть применения в составе тампонажной смеси расширяющихся добавок, понизителей фильтрации и добавок, придающих цементному камню некоторые эластичные свойства типа «Монолит».

После окончания ОЗЦ обсадные колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементированья. Конструкция скважины уточняется в рабочем проекте, исходя из местоположения скважины на структуре и изменений горно-геологических условий.

В рабочем проекте строительства скважин технология бурения скважин должны отвечать требованиям безаварийной и экономичной проводки скважин. Оборудование и технология применяющееся при строительстве скважин на месторождении должна использоваться только при наличии технической документации и разрешений уполномоченных органов по промышленной безопасности Республики Казахстан. С учетом опыта строительства скважин на месторождении Блиновское бурение скважин рекомендуется вести буровыми установками типа JZ20, 30, которые обеспечивают бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 1300-1320 м и при этом данная мобильная буровая установка обладает монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью и соответствует параметрам ГОСТа 16293-89 (СТСЭВ 2446-88). Данные буровые установки укомплектованы механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора и емкостями для запаса раствора. В зимнее время предусматривается оснащение буровых котельной.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3 – Продолжительность цикла строительства скважин для меловых отложений

№ п/п	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	32
1	<i>строительно-монтажные работы (мобилизация, монтаж), сут</i>	7
2	<i>подготовительные работы к бурению</i>	2
3	<i>бурение и крепление</i>	23

Профиль направленной скважины должен обеспечить:

- высокое качество скважины как объекта последующей эксплуатации;
- бурение и крепление скважины с применением современных технологий и технических средств;
- минимальные затраты на строительство скважины;
- безаварийное бурение и крепление;

- минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях;
- надежную работу внутрискважинного эксплуатационного оборудования;
- свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств.

Требования к качеству ствола вертикальной скважины приведены в таблице 7.1.4.

Таблица 7.1.4 – Показатели проверки качества ствола вертикальной скважины

Интервал (m)	Угол искривления скважины ($^{\circ}$)	Изменение угла по стволу ($^{\circ}/25\text{ m}$)	Горизонтальное смещение (m)	Расширение диаметра скважины напротив нефтеносного пласта (%)
1	2	3	4	5
0 – 1000	$\leq 1^{\circ}30'$	$\leq 1^{\circ}15'$	≤ 20	$\leq 15\%$

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Выбор бурового раствора

Раздел «Буровые растворы», а также другие вопросы строительства эксплуатационных скважин будут более конкретно и подробно изложены в **Техническом проекте** на строительство этих скважин. При выборе буровых растворов должны быть учтены, как проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин, так и другие, которые выявлены в по ранее пробуренным скважинам:

- поглощение бурового раствора;
- газоводопроявление;
- осыпи, обвалы и кавернообразование;
- газопроявления в продуктивных пластах и техногенного характера;
- использование минерализованной воды вместо технической.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных проблем, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы (либо полное отсутствие ее);
- плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы дифференциальное давление при бурении в зоне продуктивного пласта было нулевым или близким к этому значению;
- фильтрация бурового раствора должна быть минимальной;
- состав фильтрата в случае проникновения в пласт не должен вызывать физических или физико-химических явлений, снижающих проницаемость околоствольной

зоны пласта (набухание глин, увеличение гидрофильности породы, образование нерастворимого осадка и т.д.);

- поверхностное натяжение на границе фильтрат – нефть должна быть минимальной.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги. Система бурового раствора, предусмотренная программой, отвечает основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов. Изучения материалов бурения представленных скважин выявило, что диаметры скважин сильно отличаются от номинального в сторону увеличения, такое бурение в условиях рыхлых пород месторождения Блиновское создает предпосылки для некачественного цементаж и межпластовых перетоков. В связи с этим рекомендуется обратить внимание на диаметры скважин при бурении под эксплуатационную колонну, чтобы он был близок номинальной. Одним из способов достижения является повышения скорости проходки.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией

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

- в создании противодействия на пласт, достаточном для предупреждения нефтегазопроявления после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольтматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Учитывая вышеизложенные требования необходимо использовать водные растворы солей (хлориды натрия, кальция и магния или нитрата кальция), очищенных от механических примесей и загущенных специальными полимерами. Эти рассолы должны быть обработаны добавками неионогенных ПАВ с целью снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта. Применение рассолов обоснованно их ингибирующим действием на глинистую составляющую коллектора. Перфорационная жидкость закачивается в зону перфорации плюс 150-200 м, оставшийся ствол скважины заполняется буровым раствором, с использованием которого производилось вскрытие продуктивных пластов.

Требования к технологии и качеству цементирования скважин

К настоящему времени стало достаточно очевидным, что состояние скважины как инженерного сооружения во многом определяется качеством проведения заключительных

работ и в первую очередь крепления. Выбор технологии цементирования и тампонажных материалов для крепления скважин на месторождении проведен с учетом геологических условий и характерных осложнений, а также рекомендуемой конструкции скважин.

Наиболее характерными осложнениями при креплении скважин могут являться:

- размыв устья скважины;
- осыпи и обвалы неустойчивых пород стенок скважины в меловых отложениях;
- недоподъем тампонажного раствора до устья скважин;
- отсутствие или неплотный контакт цементного камня с колонной и породой, наличие межколонных и заколонных перетоков;
- недоспуск кондуктора и технической колонны до проектных глубин, нарушение герметичности эксплуатационной колонны;
- газоводопроявления и водопроявления в меловых отложениях.

К факторам, вызывающим нарушения герметичности крепи, относятся геологические, технологические, технические, физико-химические, механические и др.

Со свойствами тампонажных материалов и растворов на их основе связана группа физико-химических факторов, которая включает процессы водоотдачи, седиментационного расслоения и «зависания» тампонажных растворов.

Одним из важнейших факторов, отрицательно влияющих на качество разобщения пластов, является контракция, сопровождающая твердение тампонажных цемента. Контракция приводит к возникновению вакуума внутри твердеющего камня, что вызывает усадочные деформации в нем, нарушение герметичности, контрактных зон (цементный камень – горная порода, цементный камень – обсадная колонна) или приводит к росту его проницаемости. Усадочная деформация портландцемента в подобных условиях может достигать 4-6 %. При твердении цементного камня в контакте с агрессивным пластовым флюидом контракция приводит к всасыванию пластового флюида внутрь камня на ранней стадии твердения.

Важным фактором, обуславливающим нарушение герметичности затрубного пространства скважин, является седиментационная неустойчивость тампонажного раствора. В результате седиментационного расслоения раствора в нем на ранних стадиях образуются сквозные вертикальные каналы, которые являются потенциальными флюидопроводящими каналами. Анализ рецептур тампонажных растворов показал, что их водоотделение составляет 6-10%. Облегченные растворы более устойчивы, их водоотделение составляет 2-4%. Кроме образования каналов в твердеющем цементном камне, седиментация растворов приводит к образованию зон с повышенным водоцементным отношением «водяных поясов», которые не способствуют обеспечению

надежного разобщения пластов. При неизбежном процессе «зависания» твердеющей смеси создаются предпосылки для резкого ухудшения условий превращения тампонажного раствора в камень, особенно напротив флюидосодержащих проницаемых горизонтов за счет смешивания флюида с тампонажным раствором. Это происходит из-за снижения давления на пласт до гидростатического давления воды затворения.

Решить проблему качественного крепления с учетом особенностей и возможных осложнений данного участка, можно только при проведении комплекса мероприятий, направленных на повышение качества цементирования.

Основные этапы предлагаемого комплекса мероприятий

1. Подготовка ствола скважины:

- применение буровых растворов на полимерной основе, принудительная кольматация высокопроницаемых пластов для предотвращения поглощения, укрепления стенок скважины и предупреждению прихватов бурильной и обсадной колонны;
- качественная подготовка ствола скважины к спуску колонн;
- применение в качестве буферной жидкости минерализованной воды и водный раствор ПАА-0.03% концентрации 5 мЗ + 3 мЗ ПАА;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

2. Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение центраторов, скребков и турболизаторов строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований;
- соблюдения режимов спуска обсадных колонн согласно техническому проекту;
- применение заколонных пакеров для предотвращения межколонных газо- и флюидоперетоков и обеспечения изоляции зон ВНК, позволяющее сохранить уровень тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины в период схватывания, и они воспринимают часть гидростатического давления тампонажного раствора на себя в процессе цементирования.

3. Способ цементирования обсадных колонн:

- использование прямого способа при цементировании эксплуатационной колонны для обеспечения высоты подъема цемента нормальной плотности до устья.

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов.

4. Тампонажные работы:

- использование высококачественного тампонажного цемента с повышенной сульфатостойкостью;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям Технического проекта на строительство скважин, и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости и станции контроля цементирования СКЦ-3М;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, диспергаторы, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня (ввод расширителей).

Применение бурового раствора в качестве перфорационной жидкости, при вторичном вскрытии продуктивного пласта перфораторами с небольшой пробивной способности и при репрессии, приводит к получению слабых притоков пластового флюида. Это связано с тем, что перфорацию продуктивных пластов производят многократным прострелом кумулятивным перфоратором, спускаемым на каротажном кабеле. Многократные прострелы снижают эффективность перфорационных каналов, образованных при предыдущих прострелах и увеличивают деформацию колонны при одинаковой суммарной плотности перфорации. В результате такой перфорации, перфорационные отверстия и призабойная зона забиваются фильтратом и твердой фазой бурового раствора.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что дебит скважины будет больше в том случае, если при проведении перфорационных работ применять чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, дизельное топливо, нефть) и если будет обеспечена промывка перфорационных каналов обратным потоком пластового флюида из пласта в скважину. А это достигается лишь при перфорации с перепадом давления, направленного в сторону ствола скважины, а не в пласт.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения, и исключения вредного воздействия

перфорационной жидкости во время перфорации при репрессии, рекомендуем перфорировать продуктивные пласты в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах с созданием депрессии.

Для перфорации продуктивных пластов в добывающих скважинах, промывают скважину технической водой. Затем производят замену технической воды на минерализованную воду (в частности, на водный раствор хлористого кальция) соответствующей плотности с учетом превышения забойного давления над пластовым на 10 % ($P_{\text{заб.}} = P_{\text{пл.}} + 0.1 \times P_{\text{пл.}}$) для предотвращения проявления пласта. Поднимают подземное оборудование с доливом скважины минерализованной водой.

Перфорацию продуктивного пласта можно порекомендовать производить кумулятивными перфораторами с плотностью зарядов по 16 отверстий на 1 пог. м с привязкой по ГК с ЛМ интервала прострела, в отдельных скважинах предполагается применение газовой перфорации «высокой энергии». Освоение скважины производится сменой раствора на воду или свабированием со станка типа «Skytop Brewtster» модели «650». На каждый объект - очистка призабойной зоны в течение 24-72 часов с накоплением нефти в специально подготовленных емкостях с сохранением условий окружающей среды.

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.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели по рекомендуемому варианту разработки месторождения приводятся в таблицах 8.1-8.6.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ I объект. Вариант III (рекомендуемый вариант)

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	15,5	13,5	12,6	12,4	15,6	16,7	20,5	20,5	19,6	18,7	17,9	17,2	16,6	16,1	15,6	15,2	14,8	14,4	14,1	
2	В том числе из: переходящих скважин	15,5	13,5	12,6	11,7	14,1	15,0	18,8	19,7	19,6	18,7	17,9	17,2	16,6	16,1	15,6	15,2	14,8	14,4	14,1	
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,7	1,5	1,8	1,8	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4	механизированным способом	15,5	13,5	12,6	12,4	15,6	16,7	20,5	20,5	19,6	18,7	17,9	17,2	16,6	16,1	15,6	15,2	14,8	14,4	14,1	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	1	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	1	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	из разведочного бурения	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	2,5	2,6	3,0	3,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	292	292	292	292	292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	1300	1300	1300	1300	1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	66	66	66	68	70	73	77	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	330	661	661	661	330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,7	2,0	2,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	18,6	15,5	13,5	12,6	11,7	14,1	15,0	18,8	19,7	19,6	18,7	17,9	17,2	16,6	16,1	15,6	15,2	14,8	14,4	
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	18,6	15,5	13,5	12,6	12,5	15,8	17,0	20,8	20,6	19,6	18,7	17,9	17,2	16,6	16,1	15,6	15,2	14,8	14,4	
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	15,5	13,5	12,6	11,7	14,1	15,0	18,8	19,7	19,6	18,7	17,9	17,2	16,6	16,1	15,6	15,2	14,8	14,4	14,1	
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-3,1	-2,0	-0,9	-0,9	1,6	-0,8	1,8	-1,1	-1,0	-0,9	-0,9	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0,8	0,9	0,9	0,9	1,1	0,9	1,1	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-16,7	-12,7	-6,5	-7,4	12,5	-5,1	10,8	-5,4	-5,1	-4,4	-4,6	-3,7	-3,5	-3,2	-2,9	-2,7	-2,5	-2,7	-2,0	
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	2	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	2	1	0	1	1	0	
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	37	37	35	35	35	37	38	38	38	37	37	37	36	34	33	33	32	31	31	
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	23	29	31	33	35	37	38	38	38	37	37	37	36	34	33	33	32	31	31	
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	23	29	31	33	35	37	38	38	38	37	37	37	36	34	33	33	32	31	31	
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	9	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	11	11	10	10	10	
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	9	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	11	11	10	10	10	
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	30,5	22,7	20,1	18,7	19,6	20,1	24,2	24,7	24,1	24,2	23,5	23,1	23,2	24,2	24,5	24,3	24,8	25,3	25,2	
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	30,5	22,7	20,1	18,1	18,5	18,7	23,1	24,2	24,1	24,2	23,5	23,1	23,2	24,2	24,5	24,3	24,8	25,3	25,2	
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	36,3	37,9	44,3	44,7	45,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,9	93,0	93,1	93,1	93,1	93,2	93,2	93,4	93,5	93,7	93,8	93,9	94,0	94,1	94,2	94,3	94,3	94,4	94,5	
33	переходящих	92,9	93,0	93,1	93,1	93,0	93,1	93,2	93,3	93,5	93,7	93,8	93,9	94,0	94,1	94,2	94,3	94,3	94,4	94,5	
34	новых	0,0	0,0	0,0	93,1	93,9	94,0	94,1	94,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
36	переходящих	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	48,5	42,9	40,7	40,2	48,1	52,1	69,4	70,7	74,2	66,4	64,6	63,3	62,0	60,9	65,5	64,7	70,4	69,6	69,2	
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	217,3	192,3	182,2	180,0	226,6	245,4	304,1	310,3	302,5	295,2	287,7	281,8	276,4	271,5	267,5	264,4	261,7	258,7	257,6	
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	217,3	192,3	182,2	169,4	201,6	216,1	274,5	295,2	302,5	295,2	287,7	281,8	276,4	271,5	267,5	264,4	261,7	258,7	257,6	
40	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	10,6	25,0	29,3	29,5	15,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	8524,6	8716,9	8899,1	9079,1	9305,7	9551,1	9855,2	10165,5	10467,9	10763,1	11050,8	11332,6	11609,0	11880,5	12148,0	12412,4	12674,1	12932,7	13190,3	
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2783,4	2796,9	2809,6	2822,0	2837,6	2854,3	2874,8	2895,4	2915,0	2933,7	2951,5	2968,8	2985,4	3001,4	3017,0	3032,2	3047,0	3061,4	3075,5	
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,380	0,382	0,384	0,385	0,388	0,390	0,393	0,30												

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	13,8	13,5	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	12,0	11,7	11,5	11,3	11,1	10,8	10,6	10,4	10,3	10,1	9,9	9,6	9,4
2	В том числе из: переходящих скважин	13,8	13,5	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	12,0	11,7	11,5	11,3	11,1	10,8	10,6	10,4	10,3	10,1	9,9	9,6	9,4
3	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
4	механизированным способом	13,8	13,5	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	12,0	11,7	11,5	11,3	11,1	10,8	10,6	10,4	10,3	10,1	9,9	9,6	9,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	14,1	13,8	13,5	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	12,0	11,7	11,5	11,3	11,1	10,8	10,6	10,4	10,3	10,1	9,9	9,6
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	14,1	13,8	13,5	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	12,0	11,7	11,5	11,3	11,1	10,8	10,6	10,4	10,3	10,1	9,9	9,6
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	13,8	13,5	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	12,0	11,7	11,5	11,3	11,1	10,8	10,6	10,4	10,3	10,1	9,9	9,6	9,4
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,2	-2,0	-2,1	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,2	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,8	-1,8	-1,8	-2,8	-1,8
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	31	31	31	31	31	31	31	31	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	28	28
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	31	31	31	31	31	31	31	31	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	28	28
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	31	31	31	31	31	31	31	31	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	28	28
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	25,0	24,9	24,8	24,7	24,6	24,5	24,4	24,4	25,0	25,0	25,0	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	25,0	26,5	26,6
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	25,0	24,9	24,8	24,7	24,6	24,5	24,4	24,4	25,0	25,0	25,0	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	25,0	26,5	26,6
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	94,6	94,7	94,8	94,9	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,4	95,4	95,5	95,6	95,7	95,8	95,8	95,9	96,0	96,1	96,2
33	переходящих	94,6	94,7	94,8	94,9	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,4	95,4	95,5	95,6	95,7	95,8	95,8	95,9	96,0	96,1	96,2
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
36	переходящих	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	76,4	76,1	75,7	75,4	75,1	74,8	83,8	83,6	83,1	83,0	82,8	82,7	82,6	82,5	82,5	82,5	82,5	82,6	81,9	82,1
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	256,0	255,0	253,8	252,8	251,8	250,9	250,2	249,5	248,2	247,8	247,5	247,2	246,9	246,8	246,8	246,9	247,1	247,5	245,3	245,9
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	256,0	255,0	253,8	252,8	251,8	250,9	250,2	249,5	248,2	247,8	247,5	247,2	246,9	246,8	246,8	246,9	247,1	247,5	245,3	245,9
40	из 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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	13446,3	13701,3	13955,2	14207,9	14459,7	14710,6	14960,8	15210,3	15458,6	15706,4	15953,9	16201,1	16448,0	16694,8	16941,6	17188,5	17435,6	17683,1	17928,4	18174,3
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3089,3	3102,8	3116,1	3129,0	3141,8	3154,2	3166,5	3178,4	3190,1	3201,6	3212,9	3224,0	3234,8	3245,5	3255,9	3266,2	3276,2	3286,1	3295,7	3305,1
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,422	0,424	0,426	0,427	0,429	0,431	0,432	0,434	0,436	0,437	0,439	0,440	0,442	0,443	0,445	0,446	0,447	0,449	0,450	0,451
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	88,6	89,0	89,4	89,8	90,2	90,5	90,9	91,2	91,5	91,9	92,2	92,5	92,8	93,1	93,4	93,7	94,0	94,3	94,6	94,8
45	Гемп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
46	Гемп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	5,0
47	Закачка воды, тыс.м³	175,7	175,0	174,1	173,3	172,6	172,0	171,4	170,9	169,9	169,6	169,3	169,0	168,8	168,7	168,6	168,6	168,7	168,9	167,4	167,7
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	5881,5	6056,5	6230,7	6404,0	6576,6	6748,6	6919,9	7090,8	7260,8	7430,4	7599,7	7768,7	7937,5	8106,2	8274,8	8443,4	8612,1	8781,0	8948,4	9116,1
49	Закачка газа, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
52	Добыча свободного газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
53	Добыча свободного газа с нач.разработки, млн.м3	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
54	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,331	0,325	0,318	0,312	0,305	0,299	0,293	0,288	0,281	0,276	0,271	0,265	0,260	0,255	0,251	0,246	0,242	0,237	0,231	0,226
55	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	41,96	42,28	42,60	42,91	43,22	43,52	43,81	44,10	44,38	44,66	44,93	45,19	45,45	45,71	45,96	46,20	46,45	46,68	46,91	47,14
56	Пластовое давление, МПа	10,60	10,59	10,58	10,56	10,55	10,54	10,53	10,52	10,51	10,50	10,49	10,48	10,47	10,46	10,45	10,44	10,43	10,42	10,41	10,40
57	Забойное давление, МПа	8,10	8,09	8,08	8,06	8,05	8,04	8,03	8,02	8,01	8,00	7,99	7,98	7,97	7,96	7,95	7,94	7,93	7,92	7,91	7,90

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079
1	2	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	9,2	9,1	8,9	8,8	8,6	8,5	8,3	8,2	8,1	7,9	7,8	7,7	7,5	7,4	7,3	7,1	7,0	6,8	6,7
2	В том числе из: переходящих скважин	9,2	9,1	8,9	8,8	8,6	8,5	8,3	8,2	8,1	7,9	7,8	7,7	7,5	7,4	7,3	7,1	7,0	6,8	6,7
3	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
4	механизированным способом	9,2	9,1	8,9	8,8	8,6	8,5	8,3	8,2	8,1	7,9	7,8	7,7	7,5	7,4	7,3	7,1	7,0	6,8	6,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	9,4	9,2	9,1	8,9	8,8	8,6	8,5	8,3	8,2	8,1	7,9	7,8	7,7	7,5	7,4	7,3	7,1	7,0	6,8
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,4	9,2	9,1	8,9	8,8	8,6	8,5	8,3	8,2	8,1	7,9	7,8	7,7	7,5	7,4	7,3	7,1	7,0	6,8
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,2	9,1	8,9	8,8	8,6	8,5	8,3	8,2	8,1	7,9	7,8	7,7	7,5	7,4	7,3	7,1	7,0	6,8	6,7
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,0	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,8	-1,8	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	27,6	27,7	27,8	27,9	28,0	28,2	28,4	28,5	28,7	28,9	29,1	29,4	29,6	29,8	30,0	30,3	30,5	30,8	31,1
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	27,6	27,7	27,8	27,9	28,0	28,2	28,4	28,5	28,7	28,9	29,1	29,4	29,6	29,8	30,0	30,3	30,5	30,8	31,1
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	96,2	96,3	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,8	96,8	96,9	97,0	97,1	97,1	97,2	97,3	97,4	97,4	97,5	97,6
33	переходящих	96,2	96,3	96,4	96,5	96,5	96,6	96,7	96,8	96,8	96,9	97,0	97,1	97,1	97,2	97,3	97,4	97,4	97,5	97,6
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
36	переходящих	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	82,0	82,3	82,6	83,0	83,3	83,8	84,2	84,7	85,3	85,8	86,4	87,1	87,7	88,3	88,9	89,6	90,4	91,2	92,1
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	245,9	246,8	247,8	248,9	250,2	251,5	253,0	254,5	256,3	258,1	259,9	261,9	263,8	265,8	267,7	269,9	272,4	274,9	277,6
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	245,9	246,8	247,8	248,9	250,2	251,5	253,0	254,5	256,3	258,1	259,9	261,9	263,8	265,8	267,7	269,9	272,4	274,9	277,6
40	из 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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	18420,2	18667,0	18914,9	19163,8	19414,0	19665,4	19918,4	20172,9	20429,2	20687,3	20947,2	21209,1	21472,9	21738,6	22006,4	22276,3	22548,7	22823,5	23101,2
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3314,4	3323,5	3332,4	3341,2	3349,8	3358,3	3366,7	3374,9	3383,0	3390,9	3398,7	3406,4	3413,9	3421,3	3428,5	3435,6	3442,6	3449,5	3456,2
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,453	0,454	0,455	0,456	0,458	0,459	0,460	0,461	0,462	0,463	0,464	0,465	0,466	0,467	0,468	0,469	0,470	0,471	0,472
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,1	95,4	95,6	95,9	96,1	96,4	96,6	96,8	97,1	97,3	97,5	97,7	98,0	98,2	98,4	98,6	98,8	99,0	99,2
45	Гемп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
46	Гемп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	5,1	5,3	5,5	5,8	6,0	6,3	6,6	6,9	7,3	7,8	8,3	8,9	9,6	10,4	11,4	12,6	14,1	16,2	18,9
47	Закачка воды, тыс.м³	167,7	168,2	168,9	169,6	170,3	171,2	172,1	173,2	174,3	175,5	176,7	178,0	179,2	180,5	181,8	183,2	184,8	186,4	188,2
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	9283,8	9452,0	9620,9	9790,5	9960,8	10132,0	10304,2	10477,3	10651,6	10827,1	11003,7	11181,7	11360,9	11541,4	11723,1	11906,3	12091,1	12277,5	12465,7
49	Закачка газа, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
52	Добыча свободного газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
53	Добыча свободного газа с нач.разработки, млн.м3	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
54	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,222	0,218	0,214	0,211	0,207	0,204	0,200	0,197	0,194	0,190	0,187	0,184	0,181	0,177	0,174	0,171	0,168	0,164	0,161
55	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	47,36	47,58	47,79	48,01	48,21	48,42	48,62	48,81	49,01	49,20	49,39	49,57	49,75	49,93	50,10	50,27	50,44	50,60	50,77
56	Пластовое давление, МПа	10,39	10,38	10,37	10,36	10,35	10,33	10,32	10,31	10,30	10,29	10,28	10,27	10,26	10,25	10,24	10,23	10,22	10,21	10,20
57	Забойное давление, МПа	7,89	7,88	7,87	7,86	7,85	7,83	7,82	7,81	7,80	7,79	7,78	7,77	7,76	7,75	7,74	7,73	7,72	7,71	7,70

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели	Годы								
		2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088
1	2	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	6,6	6,4	6,3	6,2	6,0	5,9	5,8	5,7	5,5
2	В том числе из: переходящих скважин	6,6	6,4	6,3	6,2	6,0	5,9	5,8	5,7	5,5
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	6,6	6,4	6,3	6,2	6,0	5,9	5,8	5,7	5,5
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	78	78	78	78	78	78	78	78	78
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	6,7	6,6	6,4	6,3	6,2	6,0	5,9	5,8	5,7
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6,7	6,6	6,4	6,3	6,2	6,0	5,9	5,8	5,7
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6,6	6,4	6,3	6,2	6,0	5,9	5,8	5,7	5,5
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,4	-1,9	-1,9	-1,9	-2,5	-1,9	-1,9	-2,0	-3,0
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	1	0	0	0	2
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	26	26	26	26	25	25	25	25	23
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	26	26	26	26	25	25	25	25	23
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	26	26	26	26	25	25	25	25	23
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	7	7
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	7	7
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	32,4	32,7	33,0	33,3	34,8	35,2	35,7	36,1	39,3
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	32,4	32,7	33,0	33,3	34,8	35,2	35,7	36,1	39,3
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,6	97,7	97,8	97,8	97,9	98,0	98,0	98,1	98,1
33	переходящих	97,6	97,7	97,8	97,8	97,9	98,0	98,0	98,1	98,1
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
36	переходящих	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	92,3	93,1	93,9	94,8	95,2	96,3	97,5	112,8	113,0
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	278,4	280,7	283,3	286,2	287,5	290,8	294,4	298,1	298,9
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	278,4	280,7	283,3	286,2	287,5	290,8	294,4	298,1	298,9
40	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	23379,6	23660,3	23943,6	24229,8	24517,3	24808,2	25102,6	25400,7	25699,6
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3462,8	3469,2	3475,5	3481,7	3487,7	3493,7	3499,5	3505,2	3510,7
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,473	0,474	0,475	0,476	0,476	0,477	0,478	0,479	0,479
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,4	99,5	99,7	99,9	100,1	100,2	100,4	100,6	100,7
45	Гемп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
46	Гемп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	22,8	28,9	39,9	65,2	182,9	-216,4	-67,1	-39,4	-27,4
47	Закачка воды, тыс.м³	188,7	190,2	191,9	193,8	194,7	196,9	199,3	201,7	202,2
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	12654,5	12844,7	13036,7	13230,5	13425,2	13622,0	13821,3	14023,0	14225,2
49	Закачка газа, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
52	Добыча свободного газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
53	Добыча свободного газа с нач.разработки, млн.м3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
54	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,157	0,154	0,152	0,149	0,145	0,142	0,140	0,137	0,133
55	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	50,92	51,08	51,23	51,38	51,52	51,67	51,80	51,94	52,07
56	Пластовое давление, МПа	10,19	10,18	10,17	10,16	10,15	10,14	10,13	10,12	10,11
57	Забойное давление, МПа	7,69	7,68	7,67	7,66	7,65	7,64	7,63	7,62	7,61

Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ II объект. Вариант III (рекомендуемый вариант)

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,3	0,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	2,0	1,9	1,8	1,7	2,7	4,0	3,8
2	В том числе из: переходящих скважин	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,3	0,1	0,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	1,9	1,8	1,7	1,7	2,5	3,8
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	1,0	1,4	0,0
4	механизированным способом	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,3	0,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	2,0	1,9	1,8	1,7	2,7	4,0	3,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	3,0	4,3	0,0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	0	0	0	0	330	0	0	0	0	330	0	0	0	330	330	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	1350	0	0	0	0	1350	0	0	0	1350	1350	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	330,3	0,0	0,0	0,0	0,0	330,3	0,0	0,0	0,0	330,3	330,3
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	1,0	1,4
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,0	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,3	0,1	0,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	1,9	1,8	1,7	1,7	2,5
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,0	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,3	0,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	2,0	1,9	1,8	1,7	2,7	4,0
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,3	0,1	0,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	1,9	1,8	1,7	1,7	2,5	3,8
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,3	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	0,5	0,5	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-19,2	-15,3	-10,0	-9,0	1,8	-50,0	-50,0		-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0	-4,4	-4,4	-4,4	-4,4	-4,2	-4,1
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	4	4
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	4	4
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	4	4
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	101,3	100,7	99,5	99,1	110,1	53,0	28,9	212,2	219,5	107,7	107,4	107,0	136,2	134,5	132,7	130,9	137,4	155,9	150,7
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	101,3	100,7	99,5	99,1	97,4	53,0	28,9		219,5	107,7	107,4	107,0	105,0	134,5	132,7	130,9	129,1	133,3	150,7
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	212,2	0,0	0,0	0,0	0,0	167,4	0,0	0,0	0,0	153,9	223,6	0,0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,4	97,6	97,8	98,0	98,2	98,3	98,5	98,6	98,7	97,5	97,6	97,7	97,8	97,9	97,9	98,0	98,1	98,1	98,1
33	переходящих	97,4	97,6	97,8	98,0	98,2	98,3	98,5		98,7	97,5	97,6	97,7	97,8	97,9	97,9	98,0	98,1	98,1	98,1
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	98,6	0,0	0,0	0,0	0,0	97,8	0,0	0,0	0,0	98,1	98,1	0,0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	0,9	0,4	3,0	2,9	2,7	2,6	2,4	3,0	2,9	2,8	2,6	2,7	3,0	2,9
36	переходящих	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	0,9	0,4		2,9	2,7	2,6	2,4	2,3	2,9	2,8	2,6	2,5	2,6	2,9
37	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
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	31,4	29,4	29,1	28,9	32,2	17,5	9,5	70,1	72,5	35,6	35,5	35,3	90,0	88,8	87,7	86,5	136,2	206,0	199,2
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	31,4	29,4	29,1	28,9	32,2	17,5	9,5	0,0	72,5	35,6	35,5	35,3	34,7	88,8	87,7	86,5	85,3	132,1	199,2
40	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	70,1	0,0	0,0	0,0	0,0	55,3	0,0	0,0	0,0	50,9	73,9	0,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	881,3	910,7	939,8	968,7	1000,9	1018,4	1027,9	1098,0	1170,5	1206,1	1241,6	1276,9	1366,9	1455,8	1543,4	1629,9	1766,1	1972,1	2171,3
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	229,6	230,3	231,0	231,5	232,1	232,4	232,6	233,6	234,5	235,4	236,3	237,1	239,0	240,9	242,8	244,5	247,2	251,1	254,9
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,360	0,361	0,362	0,363	0,364	0,364	0,365	0,366	0,368	0,369	0,370	0,372	0,375	0,378	0,381	0,383	0,387	0,394	0,400
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	66,7	66,9	67,0	67,2	67,4	67,5	67,5	67,8	68,1	68,3	68,6	68,8	69,4	69,9	70,5	71,0	71,7	72,9	74,0
45	Гемп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,6	0,6	0,5	0,5	0,8	1,1	1,1
46	Гемп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,3	0,1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	1,9	1,8	1,8	1,7	2,7	4,1	4,1
47	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
49	Закачка газа, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,024	0,020	0,018	0,016	0,017	0,008	0,004	0,028	0,027	0,025	0,024	0,023	0,057	0,054	0,052	0,050	0,076	0,113	0,108
53	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	0,024	0,044	0,062	0,078	0,095	0,103	0,108	0,136	0,163	0,188	0,212	0,235	0,292	0,346	0,398	0,448	0,523	0,636	0,744
54	Пластовое давление, МПа	12,2	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,1	12,0	12,0	12,0	12,0	11,9	11,9	11,9	11,8	11,7	11,7	11,6	11,6
55	Забойное давление, МПа	10,0	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,7	9,7	9,7	9,6	9,5	9,5	9,4	9,4

Продолжение таблицы 8.2																						
№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	
2	В том числе из: переходящих скважин	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	
3	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	
4	механизированным способом	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/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	
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3,8	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,8	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	145,8	140,9	136,3	131,8	127,4	123,2	119,1	115,2	111,3	107,7	104,1	100,7	97,3	94,1	91,0	88,0	85,1	82,2	79,5	76,9	
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	145,8	140,9	136,3	131,8	127,4	123,2	119,1	115,2	111,3	107,7	104,1	100,7	97,3	94,1	91,0	88,0	85,1	82,2	79,5	76,9	
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/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	
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	98,1	98,1	98,1	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,4	98,4	98,4	98,4	
33	переходящих	98,1	98,1	98,1	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,4	98,4	98,4	98,4	
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	
36	переходящих	2,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	
37	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	
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	192,6	186,2	180,0	174,1	168,3	162,8	157,4	152,2	147,1	142,3	137,5	133,0	128,6	124,3	120,2	116,2	112,4	108,7	105,1	101,6	
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	192,6	186,2	180,0	174,1	168,3	162,8	157,4	152,2	147,1	142,3	137,5	133,0	128,6	124,3	120,2	116,2	112,4	108,7	105,1	101,6	
40	из 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	
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2363,8	2550,1	2730,1	2904,2	3072,5	3235,3	3392,7	3544,8	3691,9	3834,2	3971,7	4104,7	4233,3	4357,7	4477,9	4594,1	4706,5	4815,2	4920,3	5021,9	
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	258,6	262,0	265,4	268,6	271,7	274,6	277,4	280,1	282,7	285,2	287,6	289,9	292,1	294,2	296,2	298,1	300,0	301,8	303,5	305,1	
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,405	0,411	0,416	0,421	0,426	0,430	0,435	0,439	0,443	0,447	0,451	0,454	0,458	0,461	0,464	0,467	0,470	0,473	0,476	0,478	

Продолжение таблицы 8.2																				
№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079
1	2	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
2	В том числе из: переходящих скважин	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
3	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
4	механизированным способом	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0,0	330,3	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
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,6	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,6	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	1,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	81,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	112,6	108,4	103,7	99,2	94,9	90,8	86,9	83,1	79,6	76,1	72,8	69,7	66,7	63,8	61,1	58,5	55,9	53,5	51,3
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	140,7	108,4	103,7	99,2	94,9	90,8	86,9	83,1	79,6	76,1	72,8	69,7	66,7	63,8	61,1	58,5	55,9	53,5	51,3
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
33	переходящих	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
36	переходящих	2,2	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
37	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
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	185,9	179,0	171,3	163,9	156,8	150,0	143,5	137,3	131,4	125,7	120,3	115,1	110,2	105,4	100,9	96,6	92,4	88,4	84,6
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	185,9	179,0	171,3	163,9	156,8	150,0	143,5	137,3	131,4	125,7	120,3	115,1	110,2	105,4	100,9	96,6	92,4	88,4	84,6
40	из 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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	5207,8	5386,8	5558,1	5722,0	5878,7	6028,7	6172,2	6309,6	6440,9	6566,7	6687,0	6802,1	6912,2	7017,7	7118,6	7215,1	7307,5	7396,0	7480,6
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	308,1	310,9	313,6	316,2	318,6	321,0	323,2	325,3	327,4	329,3	331,2	333,0	334,7	336,3	337,8	339,3	340,7	342,1	343,4
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,483	0,487	0,491	0,496	0,499	0,503	0,507	0,510	0,513	0,516	0,519	0,522	0,525	0,527	0,530	0,532	0,534	0,536	0,538
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,4	90,2	91,0	91,8	92,5	93,2	93,8	94,4	95,0	95,6	96,1	96,6	97,1	97,6	98,1	98,5	98,9	99,3	99,7
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,5	7,7	8,0	8,3	8,7	9,1	9,5	10,0	10,7	11,4	12,3	13,4	14,7	16,5	18,8	22,2	27,2	35,7	53,0
47	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
49	Закачка газа, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,084	0,081	0,077	0,073	0,070	0,067	0,064	0,061	0,058	0,056	0,053	0,051	0,048	0,046	0,044	0,042	0,040	0,038	0,037
53	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	2,259	2,339	2,416	2,489	2,560	2,626	2,690	2,751	2,810	2,865	2,918	2,969	3,017	3,064	3,108	3,150	3,190	3,229	3,265
54	Пластовое давление, МПа	10,4	10,4	10,3	10,2	10,2	10,1	10,1	10,0	10,0	9,9	9,9	9,8	9,8	9,7	9,7	9,6	9,6	9,6	9,5
55	Забойное давление, МПа	8,2	8,2	8,1	8,0	8,0	7,9	7,9	7,8	7,8	7,7	7,7	7,6	7,6	7,5	7,5	7,4	7,4	7,4	7,3

Продолжение таблицы 8.2

№№ п/п	Показатели	Годы								
		2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088
1	2	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
2	В том числе из: переходящих скважин	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	49,1	47,0	44,9	43,0	41,2	39,4	37,7	36,1	34,6
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	49,1	47,0	44,9	43,0	41,2	39,4	37,7	36,1	34,6
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
33	переходящих	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
36	переходящих	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	81,0	77,5	74,2	71,1	68,0	65,1	62,3	59,7	57,1
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	81,0	77,5	74,2	71,1	68,0	65,1	62,3	59,7	57,1
40	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	7561,6	7639,2	7713,4	7784,5	7852,5	7917,6	7979,9	8039,6	8096,7
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	344,6	345,8	346,9	348,0	349,0	350,0	350,9	351,8	352,7
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,540	0,542	0,544	0,545	0,547	0,549	0,550	0,551	0,553
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	100,0	100,4	100,7	101,0	101,3	101,6	101,9	102,1	102,4
45	Гемп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
46	Гемп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	107,7	-1332,4	-88,8	-44,9	-29,6	-21,8	-17,1	-14,0	-11,7
47	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
49	Закачка газа, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,035	0,034	0,032	0,031	0,029	0,028	0,027	0,025	0,024
53	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	3,300	3,334	3,366	3,397	3,426	3,454	3,480	3,506	3,530
54	Пластовое давление, МПа	9,5	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	9,2	9,1	9,1
55	Забойное давление, МПа	7,3	7,2	7,2	7,1	7,1	7,0	7,0	6,9	6,9

Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ месторождения Блиновское. Вариант III (рекомендуемый вариант)

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	16,3	14,2	13,3	13,0	16,2	17,0	20,7	21,5	20,5	19,6	18,7	18,0	18,6	18,0	17,4	16,9	17,4	18,4	17,9	
2	В том числе из: переходящих скважин	16,3	14,2	13,3	12,3	14,5	15,0	18,7	21,5	20,5	19,6	18,7	18,0	18,6	18,0	17,4	16,9	17,4	18,4	17,9	
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,7	1,7	2,0	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	
4	механизированным способом	16,3	14,2	13,3	13,0	16,2	17,0	20,7	21,5	20,5	19,6	18,7	18,0	18,6	18,0	17,4	16,9	17,4	18,4	17,9	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	1	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	1	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	из разведочного бурения	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	2,5	2,6	3,0	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	
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0,0	0,0	0,0	292,0	330,3	330,3	330,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	1300	1300	1300	1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	72,8	72,8	72,8	74,1	75,4	78,0	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	330	661	661	661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,7	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	19,6	16,3	14,2	13,3	12,3	14,5	15,0	18,7	21,5	20,5	19,6	18,7	18,0	18,6	18,0	17,4	16,9	17,4	18,4	
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	19,6	16,3	14,2	13,3	13,1	16,2	17,0	20,7	21,5	20,5	19,6	18,7	18,0	18,6	18,0	17,4	16,9	17,4	18,4	
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	16,3	14,2	13,3	12,3	14,5	15,0	18,7	21,5	20,5	19,6	18,7	18,0	18,6	18,0	17,4	16,9	17,4	18,4	17,9	
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-3,3	-2,1	-0,9	-1,0	1,4	-1,1	1,7	0,8	-1,0	-0,9	-0,9	-0,7	0,6	-0,6	-0,6	-0,5	0,5	0,9	-0,4	
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0,8	0,9	0,9	0,9	1,1	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-16,9	-12,8	-6,6	-7,5	10,5	-7,0	9,9	4,1	-4,6	-4,5	-4,6	-3,7	3,2	-3,4	-3,1	-2,8	3,2	5,2	-2,4	
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	38	38	36	36	36	38	39	39	39	38	38	38	38	36	35	35	35	35	35	
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	24	30	32	34	36	38	39	39	39	38	38	38	38	36	35	35	35	35	35	
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	24	30	32	34	36	38	39	39	39	38	38	38	38	36	35	35	35	35	35	
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	9	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	11	11	10	10	10	
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	9	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	11	11	10	10	10	
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	33,4	25,3	22,6	21,0	21,8	20,9	24,3	29,5	29,1	26,3	25,7	25,3	29,2	30,3	30,7	30,3	34,4	40,2	39,5	
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	33,4	25,3	22,6	20,6	20,8	19,6	23,2	29,5	29,1	26,3	25,7	25,3	29,2	30,3	30,7	30,3	34,4	40,2	39,5	
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	36,3	37,9	44,3	44,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	93,5	93,6	93,7	93,8	93,8	93,5	93,4	94,3	94,5	94,1	94,2	94,3	94,9	95,0	95,1	95,2	95,6	96,0	96,1	
33	переходящих	93,5	93,6	93,7	93,8	93,8	93,6	93,4	94,3	94,5	94,1	94,2	94,3	94,9	95,0	95,1	95,2	95,6	96,0	96,1	
34	новых	0,0	0,0	0,0	93,1	93,1	93,2	93,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,2	1,6	1,4	1,3	1,4	1,4	1,6	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	
36	переходящих	2,2	1,6	1,4	1,2	1,2	1,2	1,5	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	48,5	42,9	40,7	40,2	48,1	52,1	69,4	70,7	74,2	66,4	64,6	63,3	62,0	60,9	65,5	64,7	70,4	69,6	69,2	
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	248,8	221,7	211,3	209,0	258,8	262,9	313,6	380,4	375,0	330,7	323,1	317,2	366,4	360,3	355,2	350,9	397,9	464,7	456,8	
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	248,8	221,7	211,3	198,4	233,7	233,6	284,1	380,4	375,0	330,7	323,1	317,2	366,4	360,3	355,2	350,9	397,9	464,7	456,8	
40	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	10,6	25,0	29,3	29,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	9406,1	9627,7	9839,0	10048,0	10306,8	10569,7	10883,3	11263,7	11638,6	11969,4	12292,5	12609,7	12976,1	13336,4	13691,6	14042,5	14440,4	14905,0	15361,8	
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3014,6	3028,8	3042,1	3055,1	3071,2	3088,3	3108,9	3130,5	3151,0	3170,6	3189,3	3207,4	3226,0	3243,9	3261,3	3278,2	3295,7	3314,0	3331,9	
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,376	0,378	0,380	0,381	0,383	0,385	0,388	0,391	0,393	0,396	0,398	0,400	0,402	0,405	0,407	0,409	0,411	0,413	0,416	
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	78,7	79,1	79,4	79,7	80,2	80,6	81,1	81,7	82,2	82,8	83,2	83,7	84,2	84,7	85,1	85,6	86,0	86,5	87,0	
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,0	1,7	1,7	1,6	2,1	2,2	2,8	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	3,0	3,0	3,0	3,0	3,2	3,4	3,5	
47	Закачка воды, тыс.м³	111,6	98,7	93,5	92,4	123,0	133,1	194,9	198,8	208,6	203,4	198,1	194,0	190,2	186,8	184,0	181,8	179,9	177,7	176,9	
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	2741,8	2840,5	2934,0	3026,4	3149,4	3282,5	3477,4	3676,2	3884,8	4088,2	4286,4	4480,4	4670,6	4857,4	5041,4	5223,1	5403,0	5580,7	5757,6	
49	Компенсация отбора: текущая, %	40,5	40,3	40,0	40,0	43,0	45,8	56,2	47,3	50,4	55,7	55,5	555,4								

Продолжение таблицы 8.3

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	17,4	17,0	16,6	16,2	15,8	15,4	15,0	14,7	14,3	14,0	13,7	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	11,9	11,7	11,3	11,1
2	В том числе из: переходящих скважин	17,4	17,0	16,6	16,2	15,8	15,4	15,0	14,7	14,3	14,0	13,7	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	11,9	11,7	11,3	11,1
3	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
4	механизированным способом	17,4	17,0	16,6	16,2	15,8	15,4	15,0	14,7	14,3	14,0	13,7	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	11,9	11,7	11,3	11,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	17,9	17,4	17,0	16,6	16,2	15,8	15,4	15,0	14,7	14,3	14,0	13,7	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	11,9	11,7	11,3
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	17,9	17,4	17,0	16,6	16,2	15,8	15,4	15,0	14,7	14,3	14,0	13,7	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	11,9	11,7	11,3
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	17,4	17,0	16,6	16,2	15,8	15,4	15,0	14,7	14,3	14,0	13,7	13,3	13,0	12,7	12,5	12,2	11,9	11,7	11,3	11,1
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,2
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,6	-2,4	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,6	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-3,0	-2,1
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	35	35	35	35	35	35	35	35	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	32	32
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	35	35	35	35	35	35	35	35	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	32	32
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	35	35	35	35	35	35	35	35	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	32	32
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	38,8	38,2	37,5	36,9	36,3	35,8	35,3	34,7	35,2	34,7	34,3	33,8	33,4	33,0	32,7	32,3	32,0	31,7	33,1	32,9
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	38,8	38,2	37,5	36,9	36,3	35,8	35,3	34,7	35,2	34,7	34,3	33,8	33,4	33,0	32,7	32,3	32,0	31,7	33,1	32,9
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	96,1	96,1	96,2	96,2	96,2	96,3	96,3	96,3	96,4	96,4	96,5	96,5	96,5	96,6	96,6	96,6	96,7	96,7	96,8	96,8
33	переходящих	96,1	96,1	96,2	96,2	96,2	96,3	96,3	96,3	96,4	96,4	96,5	96,5	96,5	96,6	96,6	96,6	96,7	96,7	96,8	96,8
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,1	1,0
36	переходящих	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,1	1,0
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	76,4	76,1	75,7	75,4	75,1	74,8	83,8	83,6	83,1	83,0	82,8	82,7	82,6	82,5	82,5	82,5	82,5	82,6	81,9	82,1
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	448,6	441,2	433,9	426,8	420,1	413,7	407,5	401,7	395,4	390,1	385,1	380,1	375,5	371,1	367,0	363,2	359,5	356,2	350,4	347,5
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	448,6	441,2	433,9	426,8	420,1	413,7	407,5	401,7	395,4	390,1	385,1	380,1	375,5	371,1	367,0	363,2	359,5	356,2	350,4	347,5
40	из 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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	15810,3	16251,6	16685,5	17112,3	17532,4	17946,1	18353,7	18755,3	19150,7	19540,8	19925,9	20306,0	20681,5	21052,6	21419,6	21782,8	22142,3	22498,5	22848,9	23196,4
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3349,4	3366,4	3383,0	3399,2	3415,0	3430,4	3445,4	3460,1	3474,4	3488,4	3502,1	3515,4	3528,4	3541,2	3553,7	3565,8	3577,7	3589,4	3600,7	3611,8
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,418	0,420	0,422	0,424	0,426	0,428	0,430	0,432	0,433	0,435	0,437	0,439	0,440	0,442	0,443	0,445	0,446	0,448	0,449	0,451
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	87,4	87,9	88,3	88,7	89,1	89,5	89,9	90,3	90,7	91,1	91,4	91,8	92,1	92,4	92,8	93,1	93,4	93,7	94,0	94,3
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0	4,1	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
47	Закачка воды, тыс.м³	175,7	175,0	174,1	173,3	172,6	172,0	171,4	170,9	169,9	169,6	169,3	169,0	168,8	168,7	168,6	168,6	168,7	168,9	167,4	167,7
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	5933,3	6108,3	6282,5	6455,8	6628,4	6800,4	6971,7	7142,6	7312,6	7482,2	7651,5	7820,5	7989,3	8158,0	8326,6	8495,2	8663,9	8832,8	9000,2	9167,9
49	Компенсация отбора: текущая, %	35,7	36,1	36,5	37,0	37,4	37,9	38,3	38,7	39,2	39,6	40,1	40,5	41,0	41,4	41,9	42,3	42,8	43,2	43,6	44,0
50	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,435	0,424	0,413	0,403	0,393	0,383	0,374	0,365	0,355	0,347	0,339	0,330	0,323	0,315	0,308	0,301	0,294	0,288	0,279	0,273
51	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	49,390	49,814	50,228	50,631	51,023	51,406	51,780	52,145	52,500	52,847	53,185	53,516	53,838	54,154	54,462	54,763	55,057	55,345	55,624	55,897

Продолжение таблицы 8.3

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079
1	2	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	12,2	11,9	11,6	11,4	11,1	10,8	10,6	10,3	10,1	9,9	9,7	9,4	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0
2	В том числе из: переходящих скважин	12,2	11,9	11,6	11,4	11,1	10,8	10,6	10,3	10,1	9,9	9,7	9,4	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0
3	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
4	механизированным способом	12,2	11,9	11,6	11,4	11,1	10,8	10,6	10,3	10,1	9,9	9,7	9,4	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	11,1	12,2	11,9	11,6	11,4	11,1	10,8	10,6	10,3	10,1	9,9	9,7	9,4	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,1	12,2	11,9	11,6	11,4	11,1	10,8	10,6	10,3	10,1	9,9	9,7	9,4	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	12,2	11,9	11,6	11,4	11,1	10,8	10,6	10,3	10,1	9,9	9,7	9,4	9,2	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	1,1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	10,3	-2,4	-2,4	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,2	-2,3	-2,3	-2,4	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	42,2	41,6	40,9	40,3	39,7	39,2	38,7	38,3	37,9	37,5	37,1	36,8	36,5	36,2	36,0	35,8	35,6	35,5	35,4
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	42,2	41,6	40,9	40,3	39,7	39,2	38,7	38,3	37,9	37,5	37,1	36,8	36,5	36,2	36,0	35,8	35,6	35,5	35,4
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,2	97,2	97,2	97,2	97,3	97,3	97,3	97,4	97,4	97,4	97,5	97,5	97,5	97,6	97,6	97,7	97,7	97,7	97,8
33	переходящих	97,2	97,2	97,2	97,2	97,3	97,3	97,3	97,4	97,4	97,4	97,5	97,5	97,5	97,6	97,6	97,7	97,7	97,7	97,8
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
36	переходящих	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	82,0	82,3	82,6	83,0	83,3	83,8	84,2	84,7	85,3	85,8	86,4	87,1	87,7	88,3	88,9	89,6	90,4	91,2	92,1
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	431,9	425,8	419,1	412,8	406,9	401,5	396,5	391,9	387,7	383,8	380,2	377,0	373,9	371,2	368,6	366,5	364,8	363,3	362,3
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	431,9	425,8	419,1	412,8	406,9	401,5	396,5	391,9	387,7	383,8	380,2	377,0	373,9	371,2	368,6	366,5	364,8	363,3	362,3
40	из 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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	23628,2	24054,1	24473,2	24886,0	25292,9	25694,4	26090,8	26482,7	26870,3	27254,1	27634,3	28011,4	28385,3	28756,5	29125,1	29491,6	29856,4	30219,7	30582,0
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3624,0	3635,9	3647,5	3658,9	3670,0	3680,8	3691,4	3701,8	3711,9	3721,8	3731,4	3740,9	3750,1	3759,1	3767,9	3776,5	3784,9	3793,1	3801,1
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,452	0,454	0,455	0,457	0,458	0,459	0,461	0,462	0,463	0,464	0,466	0,467	0,468	0,469	0,470	0,471	0,472	0,473	0,474
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94,6	94,9	95,2	95,5	95,8	96,1	96,4	96,6	96,9	97,1	97,4	97,6	97,9	98,1	98,3	98,6	98,8	99,0	99,2
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,7	7,0	7,4	7,8	8,3	8,8	9,5	10,2	11,1	12,2	13,6	15,4	17,7	21,0
47	Закачка воды, тыс.м³	167,7	168,2	168,9	169,6	170,3	171,2	172,1	173,2	174,3	175,5	176,7	178,0	179,2	180,5	181,8	183,2	184,8	186,4	188,2
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	9335,6	9503,8	9672,7	9842,3	10012,6	10183,8	10356,0	10529,1	10703,4	10878,9	11055,5	11233,5	11412,7	11593,2	11774,9	11958,1	12142,9	12329,3	12517,5
49	Компенсация отбора: текущая, %	35,4	36,1	36,8	37,5	38,2	38,9	39,7	40,4	41,1	41,8	42,5	43,1	43,8	44,4	45,1	45,7	46,3	46,9	47,5
50	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,306	0,299	0,291	0,284	0,277	0,271	0,264	0,258	0,252	0,246	0,240	0,235	0,229	0,224	0,218	0,213	0,208	0,203	0,198
51	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	56,203	56,502	56,793	57,077	57,355	57,625	57,890	58,148	58,400	58,646	58,886	59,121	59,350	59,573	59,792	60,005	60,212	60,415	60,613

Продолжение таблицы 8.3

№№ п/п	Показатели	Годы								
		2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088
1	2	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1	6,9	6,8	6,6	6,4
2	В том числе из: переходящих скважин	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1	6,9	6,8	6,6	6,4
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1	6,9	6,8	6,6	6,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	8,0	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1	6,9	6,8	6,6
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,0	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1	6,9	6,8	6,6
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1	6,9	6,8	6,6	6,4
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
17	Кoeffициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,7	-2,3	-2,3	-2,3	-2,8	-2,3	-2,2	-2,3	-3,2
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	1	0	0	0	2
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	30	30	30	30	29	29	29	29	27
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	30	30	30	30	29	29	29	29	27
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	30	30	30	30	29	29	29	29	27
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	7	7
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	7	7
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	36,3	36,2	36,1	36,0	37,1	37,2	37,2	37,3	39,9
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	36,3	36,2	36,1	36,0	37,1	37,2	37,2	37,3	39,9
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,8	97,9	97,9	98,0	98,0	98,1	98,1	98,2	98,2
33	переходящих	97,8	97,9	97,9	98,0	98,0	98,1	98,1	98,2	98,2
34	новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
36	переходящих	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	92,3	93,1	93,9	94,8	95,2	96,3	97,5	112,8	113,0
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	359,4	358,3	357,5	357,2	355,5	355,9	356,8	357,8	356,0
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	359,4	358,3	357,5	357,2	355,5	355,9	356,8	357,8	356,0
40	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	30941,4	31299,7	31657,2	32014,5	32370,0	32725,9	33082,7	33440,5	33796,5
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3808,9	3816,5	3824,0	3831,2	3838,3	3845,2	3851,9	3858,5	3864,9
43	Кoeffициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,475	0,476	0,477	0,478	0,479	0,480	0,481	0,481	0,482
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	99,4	99,6	99,8	100,0	100,2	100,4	100,5	100,7	100,9
45	Гемп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
46	Гемп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	25,9	34,2	50,7	100,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Закачка воды, тыс.м³	188,7	190,2	191,9	193,8	194,7	196,9	199,3	201,7	202,2
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	12706,3	12896,5	13088,5	13282,3	13477,0	13673,8	13873,1	14074,8	14277,0
49	Компенсация отбора: текущая, %	48,0	48,6	49,1	49,7	50,1	50,6	51,1	51,6	52,0
50	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,193	0,188	0,184	0,179	0,174	0,170	0,166	0,162	0,157
51	Добыча нефтяного газа с нач. разработки, млн.м³	60,806	60,994	61,177	61,356	61,531	61,701	61,867	62,030	62,187

Таблица 8.6 – Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа в целом по месторождению (рекомендуемый вариант)

№.№ п/п	Показатели	Годы																									
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	78,164	77,821	77,500	77,185	76,795	76,385	75,888	75,367	74,870	74,395	73,942	73,506	73,051	72,612	72,186	71,772	71,341	70,883	70,436	70,001	69,577	69,163	68,760	68,368	67,984	
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	41,226	41,569	41,890	42,205	42,595	43,005	43,502	44,023	44,520	44,995	45,448	45,884	46,339	46,778	47,204	47,618	48,049	48,507	48,954	49,389	49,813	50,227	50,630	51,022	51,406	
3	Газовый фактор, м3/т	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,1	24,0	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,5	24,5	24,5	24,5	24,7	25,0	25,0	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,395	0,344	0,321	0,314	0,391	0,410	0,497	0,521	0,497	0,475	0,453	0,436	0,455	0,440	0,426	0,414	0,431	0,458	0,447	0,435	0,424	0,413	0,403	0,393	0,383	
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0,395	0,344	0,321	0,314	0,391	0,410	0,497	0,521	0,497	0,475	0,453	0,436	0,455	0,440	0,426	0,414	0,431	0,458	0,447	0,435	0,424	0,413	0,403	0,393	0,383	
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Продолжение таблицы 8.6

№№ п/п	Показатели	Годы																									
		2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	67,611	67,246	66,891	66,544	66,206	65,875	65,553	65,237	64,929	64,628	64,334	64,046	63,767	63,494	63,188	62,889	62,598	62,314	62,036	61,766	61,501	61,243	60,991	60,745	60,505	60,270
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	51,779	52,144	52,499	52,846	53,184	53,515	53,837	54,153	54,461	54,762	55,056	55,344	55,623	55,896	56,202	56,501	56,792	57,076	57,354	57,624	57,889	58,147	58,399	58,645	58,885	59,120
3	Газовый фактор, м3/т	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	25,1	25,1	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	24,9	24,9	24,9	24,9	24,8
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,374	0,365	0,355	0,347	0,339	0,330	0,323	0,315	0,308	0,301	0,294	0,288	0,279	0,273	0,306	0,299	0,291	0,284	0,277	0,271	0,264	0,258	0,252	0,246	0,240	0,235
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0,374	0,365	0,355	0,347	0,339	0,330	0,323	0,315	0,308	0,301	0,294	0,288	0,279	0,273	0,306	0,299	0,291	0,284	0,277	0,271	0,264	0,258	0,252	0,246	0,240	0,235
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.6

№№ п/п	Показатели	Годы															
		2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	60,041	59,817	59,599	59,386	59,179	58,976	58,778	58,585	58,397	58,214	58,034	57,860	57,690	57,524	57,361	57,204
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	59,349	59,573	59,791	60,004	60,211	60,414	60,612	60,805	60,993	61,176	61,356	61,530	61,700	61,866	62,029	62,186
3	Газовый фактор, м3/т	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,6	24,6	24,6	24,6
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,229	0,224	0,218	0,213	0,208	0,203	0,198	0,193	0,188	0,184	0,179	0,174	0,170	0,166	0,162	0,157
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0,229	0,224	0,218	0,213	0,208	0,203	0,198	0,193	0,188	0,184	0,179	0,174	0,170	0,166	0,162	0,157
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	0,0	0,0	0,0	0,0	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. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В процессе разработки месторождения необходимо осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

По месторождению Блиновское с отборного керна пробурена 31 скважина: №№1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 50, 64. Из этого числа скважина №64 пробурена к отчету «ПеЗ 2020г» и учтена в нем.

Керн отбирался из меловых и палеозойских отложений.

Общая проходка с отбором керна составила 684,84 м, вынос керна 427,34 м, т.е. 62,4% от проходки. Общее количество проанализированных образцов керна 134, из них 76 образцов кондиционные. Отбор керна скважины №64 составил 5.04м, вынос-100%, проанализировано 15 образцов, из которых коллекторскими свойствами обладает 1 образец. Вынесенный керн из новой скважины приходится на горизонты *M-I* и *Pz*.

В рамках настоящего проекта для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Блиновское предлагается проводить следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин и керна;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

На всех разрабатываемых объектах должны проводиться исследования с целью контроля разработки в соответствии с обязательными комплексами исследований, учитывающими специфику геолого-физических свойств месторождения и особенности применяемой системы разработки.

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования рекомендуется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация, до и после мероприятия.

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах (приемистости) должна поступать систематически.

Измерение изменения дебитов должно проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Периодичность замеров обводненности дифференцирована для безводных скважин (<2%), низко и среднеобводненных скважин (2-90%) и высокообводненных скважин (>90%) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко- и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводненным скважинам – еженедельно.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, эксплуатируемых при высоких забойных давлениях и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, разрабатываемым при низких забойных давлениях, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измерение производится ежеквартально. Газовые счетчики должны устанавливаться на ПСН и на «Спутнике», учитывая полное выделение газа для успешного фиксирования счетчиками при движении газожидкостной смеси из скважины до сборного пункта или приемной емкости. Для успешного замера газа так же необходимо обеспечить герметичность процесса сбора продукции.

Определение пластового давления

Для получения представительных данных изменения пластового давления по объектам необходимо выбрать опорную сеть добывающих и нагнетательных скважин. При этом для каждой скважины опорной сети необходимо установить продолжительность закрытия скважины, исходя из истории замеров пластового давления. По наблюдательным и бездействующим скважинам периодичность замера пластового давления должна составлять 1 раз в квартал. По добывающим скважинам, учитывая высокую обводненность продукции, периодичность установлена 1 раз в 6 месяцев. Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в добывающих скважинах через

затрубное пространство. В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Контроль пластового давления является одной из важнейших задач контроля разработки месторождения. Согласно требованиям контроля пластового давления, замеры давления по скважинам должны быть представительными, но при этом, по возможности, минимизирующими потерю добычи продукции и отставание закачки. Необходимо проводить одновременный замер пластовой температуры и давления.

Для исследования фильтрационных свойств коллектора и продуктивности залежи по возможности рекомендуется проводить исследования КВД (КВУ) по малообводненным скважинам.

Также для определения фактических продуктивностей скважин, скин-фактора и подбора оптимальной депрессии без снижения уровня добычи рекомендуется применить метод переменной депрессии, используемый в комплексной обработке результатов исследований на программе «ГДИ-эффект». Преимущество данного метода заключается в том, что для получения достоверных фильтрационных параметров нет необходимости закрывать скважину на восстановление уровня, следует лишь провести долгосрочные замеры (1-2 месяца) динамического уровня, дебита жидкости, обводненности и затрубного давления в добывающей скважине.

Промыслово-геофизические методы исследования скважин и керн

Контроль за разработкой скважин направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Исходя из условий разработки месторождения на современном этапе основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются:

- определение ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности;
- определение профиля притока и характера поступающего флюида;
- контроль за энергетическим состоянием объектов разработки;
- определение профилей приемистости;
- оценка технического состояния скважин.

Основными задачами геофизических исследований является: изучение геолого-геофизического разреза скважин, выделение реперов и корреляция разрезов, литологическое расчленение разреза, определение границ пластов, последовательности и закономерности залегания однотипных пластов и прослеживание по площади, выделение в разрезе пластов-коллекторов, разделение коллекторов по характеру насыщенности (вода, продукт).

С целью получения наиболее полной информации о разрезе скважин, планируемых для бурения на месторождении Блиновское, рекомендуется провести в открытом стволе комплекс промыслово-геофизических исследований, приведенный в таблице 9.1.

После спуска эксплуатационной колонны, для оценки качества и наличия цемента за колонной, проводить акустическую цементометрию.

ГИС по контролю в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

Таблица 9.1 - Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований

№№ п/п	Методы
1	ГК
2	КВ
3	ПС
4	Много зондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ)
5	Компенсированный нейтронный каротаж
6	Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп)
7	Акустический каротаж (АК)
8	Гамма-спектрометрия
9	Инклинометрия

Контроль за текущим положением ВНК

Для сравнения текущего положения контактов с существовавшим в момент начала разработки проводят контроль перемещения ВНК. Положение ВНК определяют методами КС, БК и ИК по снижению УЭС в специальных оценочных или еще необсаженных эксплуатационных скважинах. В обсаженных скважинах положение контактов контролируется с помощью стационарных и импульсных нейтронных методов.

Следует продолжить работы по определению начального и текущего положения водонефтяных контактов по продуктивным горизонтам с применением соответствующих исследований в пробуренных скважинах.

Исследования профиля притока

Проводятся разовые исследования по всем новым добывающим скважинам, а также скважинам до и после проведения ГТМ, связанных с воздействием на призабойную зону, и по добывающим скважинам по мере необходимости.

Эти исследования могут проводиться как в сочетании с исследованиями МУО и КВД, так и самостоятельно.

Исследования профиля приемистости

Исследования проводятся разовые по всем новым нагнетательным скважинам, а также скважинам до и после проведения ГТМ, связанных с изменением состояния призабойной зоны, и систематические – по действующим нагнетательным скважинам не реже одного раза в полугодие.

Контроль технического состояния эксплуатационной колонны и цементного камня в затрубном пространстве

В каждой законченной строительством и вступающей в эксплуатацию скважине, необходимо выполнить исследования по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и качества цементационного раствора. Выполняются следующие виды исследований по всему стволу: ГК, ЛК, ВТ, АКЦ. В случае подозрения на негерметичность колонны комплекс специальных исследований определяется поставленной задачей.

Для контроля технического состояния скважины и состояния колонн, проводят определение таких характеристик, как: глубина спуска колонны, повреждение обсадной колонны (деформация, разрушение, провал и поглощение), изменение диаметра скважины, коррозия НКТ и обсадной колонны, качество перфорации, тампонажа и изоляции. Периодичность проведения ГИС-контроля: 1 раз до ввода новых скважин в эксплуатацию, 1 раз до перевода нефтедобывающих скважин под нагнетание, а также до и после применения мероприятий по ликвидации прорыва.

В лабораторных условиях должны определяться следующие показатели:

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным дифференциального и контактного разгазирования (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки и др.);

- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный, углеводородный и компонентный составы), наличие соли и мехпримесей в нефти;
- полный химико-физический анализ пластовой воды.

Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Пластовые пробы нефти должны быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока. Выбор скважин для отбора глубинных проб осуществляется геологической службой недропользователя и согласовывается с предприятием, выполняющим авторский надзор за разработкой.

Исследования глубинных проб нефти выполняются в соответствии с требованиями ОСТа 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти». Принятые в проектном документе параметры пластовой нефти сопоставляются с новыми данными и при необходимости корректируются.

Для уточнения физико-химических свойств и термобарических условий продуктивных горизонтов, в дальнейшем рекомендуется проводить анализ глубинных проб нефти и замеры пластовых давлений с соблюдением необходимой продолжительности остановки скважины.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время разработки изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают в себя отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенные газы;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);

3. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также соответствия требованиям, предъявляемым к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой представлен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Комплекс исследований для контроля процесса разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1	2	3	4
1	Замер дебитов и приемистости – малodeбитные – средне- и высокодебитные	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – 1 раз в 15 дней – 1 раз в 7 дней	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ – 1 раз в месяц
2	Определение обводненности продукции добывающих скважин: – безводные – низко и среднеобводненные – высокообводненные	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – 1 раз в месяц – 1 раз в 2 недели – 1 раз в неделю	-
3	Определение газового фактора – $R_{пл} > R_{нас}$ – $R_{пл} < R_{нас}$	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ – 1 раз в год – 1 раз в 3 месяца	-
4	Определение пластового давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в 6 месяцев	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ 1 раз в 6 месяцев
5	Определение забойного давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в 3 месяца	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ 1 раз в 3 месяца
6	Исследование методом восстановления давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ по мере необходимости
7	Исследование методом установившихся режимов	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. Согласно опорной сети при необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при необходимости.
8	Исследование профиля притока/приемистости	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ. По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ. 1 раз в 6 месяцев при необходимости
9	Оценка текущей нефтенасыщенности, контроль за положением ВНК	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. По мере необходимости	
10	Отбор проб воды для определения состава и качества в добывающих и нагнетательных скважинах	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах. По мере необходимости
11	Профилактическое обследование технического состояния обсадных колонн	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ. По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и охрана окружающей среды» к «Проекту разработки месторождения Блиновское» выполнена экологами ТОО «Timal Consulting Group», имеющим Государственную лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области ООС №01695Р от 5 сентября 2014г и №02497Р от 10 ноября 2020г, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №212 от 09.01.2007г. (с актуальными изменениями и дополнениями);
- Инструкция по проведению оценки воздействия на окружающую среду. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 28 июня 2007 года № 204-п.

Нефтяная отрасль - одна из важнейших отраслей экономики Казахстана, но в то же время одна из основных источников загрязнения окружающей среды.

В настоящее время в Республике Казахстан действует ряд законодательных актов, регулирующих общественные отношения в области экологии с целью предотвращения негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, жизнь и здоровье населения. Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве окружающей среды в целом.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий

субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территорий, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Строительство и обустройства скважин приводит к нарушению земной поверхности. Воздействие от проводимых работ будет наблюдаться только на стадии строительства и обустройства объекта. Нарушение существующей структуры геологической среды проведение работ по обустройству оцениваются как незначительные, локальные.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшается минерализация пластовой воды и концентрация хлоридов и увеличивается концентрация сульфатов. Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи (сульфатредукция), в свою очередь увеличивает содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. И этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко сульфатовосстанавливающие бактерии.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

При эксплуатации месторождении водоснабжение и водоотведение для хозяйственно-питьевых нужд обеспечивается согласно договору со специализированной организацией.

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно СНиП РК 4.01-02-2009, СНиП РК 4.01-03-2011.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна $2,1 \text{ т/м}^3$, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухивание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Уровень опасности бурового шлама – «Янтарный список АЕ₀₄₀».

Расчеты образования бурового шлама рассчитаны согласно Приказу Министра ООС РК от 03.05.12г. № 129-Ө «Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин».

Отходы бурения - собираются в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости Буровой установки сразу же грузятся на автотранспорт подрядчика и вывозятся за пределы контрактной территории Компании. Временные сборы отходов не планируются.

Люминесцентные лампы

Для освещения производственных, офисных помещений и территории предприятия используются люминесцентные лампы ЛБ-20, ЛБ-40, ДРЛ-400.

Все перечисленные лампы являются ртутьсодержащими и соответственно отработанные лампы относятся к отходам 1 класса опасности. Использованные люминесцентные лампы транспортируются и хранятся в плотно закрывающихся емкостях, предотвращающие бой во время хранения и транспортировки. Срок хранения не более 14 дней. «Янтарный список АА₁₀₀».

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при бурении скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти

показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Уровень опасности отработанного бурового раствора – «Янтарный список АЕ₀₄₀».

Отходы бурения - собираются в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости Буровой установки сразу же грузятся на автотранспорт подрядчика и вывозятся за пределы контрактной территории Компании. Временные сборы отходов не планируются.

ТБО образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Сбор твердо-бытовых отходов производится в металлические контейнеры (V=1,5 м³) с герметичной крышкой, расположенные в местах образования отходов.

Согласно Приказу Министра здравоохранения Республики, Казахстан от 23 апреля 2018 года № 187 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0⁰С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Агрегатное состояние – твердое. Уровень опасности отхода – зеленый список отходов ГО₀₆₀.

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки техники, машин и т.д. Состав: тряпье — 73%, масло — 12%, влага — 15%. Пожароопасный, нерастворим в воде, химически неактивен.

Образование ветоши происходит в результате проведения технического обслуживания различного вида технологического оборудования, а также при эксплуатации автотранспорта.

Собираются отходы в специальные металлические герметизированные контейнеры V=1м³, хранятся на территории предприятия (склад S=20м²) согласно предварительной продолжительности работ (32 дня), но не более 6 мес. и вывозятся согласно заключенному договору со специализированной организацией. Агрегатное состояние – твердое. Уровень опасности промасленной ветоши – янтарный список отходов АС₀₃₀.

Металлолом образуется в процессе технического обслуживания транспортных средств и технологического оборудования. При плановой или аварийной замене запасных частей.

Собирается на площадке $S=20\text{м}^2$ для временного складирования металлолома. По мере накопления вывозятся подрядной организацией. Срок хранения не более 3 мес. Агрегатное состояние – твердое; Уровень опасности металлолома – «Зеленый список GA₀₉₀».

Отработанные масла образуется в результате замены масла в двигателях внутреннего сгорания, а также трансмиссионного и любого иного вида масла при завершении срока его эксплуатации в автотранспорте и различного вида технологического оборудования.

Сбор производится в специальные емкости (бочки с крышкой $V=200$ л), установленные на предприятии на площадках с твердым покрытием, срок временного хранения – не более суток. Агрегатное состояние - жидкое; Уровень опасности – янтарный список AC₀₃₀.

Огарки сварочных электродов образуются в результате применения сварочных электродов при сварочных работах. Состав отхода (%): железо - 96-97; обмазка (типа Ti(CO)) - 2-3; прочие - 1.

Собираются в специальные контейнеры ($V=0,016\text{м}^3$), установленные в местах проведения сварочных работ, хранятся на территории предприятия (склад $S=20\text{м}^2$) согласно предварительной продолжительности работ (32 дня), по мере завершения работ, вывозятся согласно заключенному договору со специализированной организацией. Агрегатное состояние – твердое. Уровень опасности отхода – зеленый список отходов GO₀₉₀.

Отработанные аккумуляторы образуются в результате истечения срока годности и заряда в процессе эксплуатации транспортных средств. Собираются в контейнер для хранения аккумуляторов ($V=8$ кг), срок временного хранения согласно предварительной продолжительности работ (32 дня) , но не более 6 месяцев и вывозятся согласно заключенному договору со специализированной организацией Агрегатное состояние – твердое. Уровень опасности отхода – янтарный список AA170.

Медицинские отходы

Норма образования отходов определяется из расчета 0,0001 т на человека. Хранятся в контейнерах $V=1\text{м}^3$, по мере накопления вывозятся подрядной организацией согласно договору. Срок хранения не более 6 месяцев. Уровень опасности – «Зеленый список GH₀₁₀».

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 2020г составлен отчет «Перевод и уточнение запасов нефти и растворенного газа месторождения Блиновское Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.04.2020г.)», согласно которому запасы УВ в целом по месторождению составили:

Гори- зонт	Блок	Кате- гория	Нефть, тыс.т		Растворенный газ, млн.м ³	
			Геолог.	Извлеч.	Геолог.	Извлеч.
Итого по М-I		В	6366	3030	192.3	91.5
		С₁	956	455	28.8	13.8
		В+С₁	7322	3485	221.1	105.3
		С₂	230	82	7.0	2.4
Итого по М-II		В	638	345	25.9	14.0
Итого по PZ		С₁	55	6	0.8	0.1
Итого по месторождению		В	7004	3375	218.2	105.5
		С₁	1011	461	29.6	13.9
		В+С₁	8015	3836	247.8	119.4
		С₂	230	82	7.0	2.4

Протокольным решением при дальнейшей работе на месторождении недропользователю были рекомендованы мероприятия:

- соотношение геологических запасов категорий В+С₁ (97%) к С₂ (3%) говорит о разведанности основной доли запасов месторождения, однако в дальнейшем необходимо предусмотреть работы по испытанию скв.№30 блока II в интервале 1212-1278м горизонта М-I, и при получении промышленных притоков перевести оставшуюся часть запасов, оцененные по категории С₂, в категорию С₁;
- продолжить отбор проб пластовой воды с законтурных скважин для уточнения значения минерализации по горизонтам и месторождению в целом;
- продолжить отбор проб пластовой и поверхностной нефти со скважин;
- проводить геофизические исследования (ИННК) с целью определения текущей нефтенасыщенности продуктивных горизонтов.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Технология изоляции TerraFlow-Ceolit

Реагент **TF-C** разработан и предназначен для применения в одноименной технологии повышения нефтеотдачи пластов, направленной на выравнивание профилей приемистости и увеличения охвата пластов заводнением, а также в технологии РИР, направленной на изоляцию различных источников обводнения добывающих скважин.

Реагент **TF-C** – трехкомпонентный порошок, изготавливается путем предварительного миксования и дальнейшего совместного измельчения минерального сырья (с содержанием цеолита не менее 40 %), структурирующей полимерной добавки и активирующего минерального компонента.

В пластовых условиях, закачанный водный раствор композиции **TF-C** переходит в структурированное состояние, позволяющее эффективно блокировать высокопроницаемые каналы и источники обводнения скважин, позволяя тем самым подключать в активную разработку слабо дренируемые и не дренируемые прослои и зоны, в том числе в условиях агрессивных хлорсодержащих вод месторождений Кызылординской области.

В зависимости от решаемых задач и степени помола, реагент выпускается 4 марок.



Рис. 12.1 – Реагент TF-C – трехкомпонентный порошок

Анализ литературных данных показывает, что в порах с диаметром <30 мкм существуют поверхностные слои связанной воды, занимающие значительный, объем указанных пор.

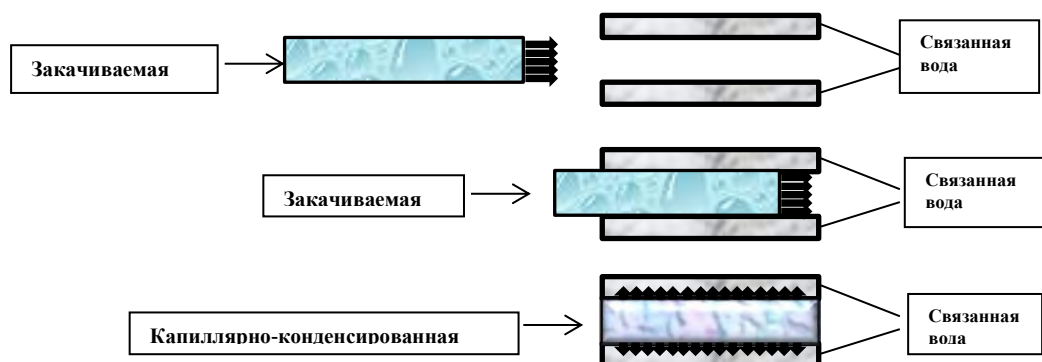


Рис. 12.2- Схема капиллярной конденсации закачиваемой воды

Во многих из них, по-видимому, при попадании закачиваемой воды происходит ее капиллярная конденсация и, как следствие, повышение давления фильтрации воды и водных растворов в таких порах (Рисунок 12.2). При этом физические характеристики этой воды существенно отличаются от свойств воды в свободном объеме. Не вдаваясь в подробности, следует отметить, что жидкость, находящаяся в этом состоянии, практически перестает участвовать в фильтрации.

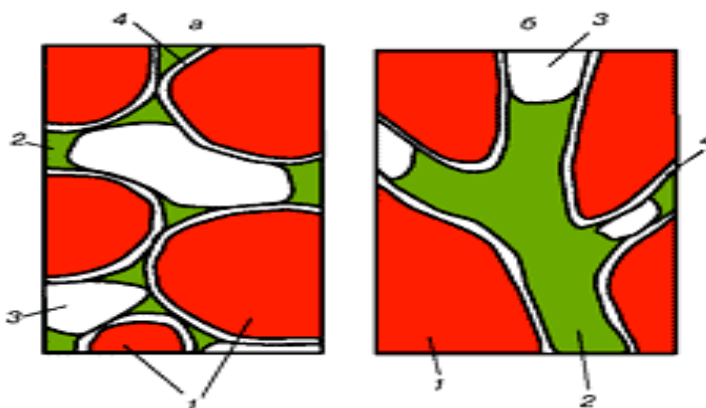


Рис. 12.3- Состояние капиллярной воды в горных породах: а-капиллярно-конденсированная вода; б - собственно капиллярная вода; 1-минерал, 2 - капиллярная вода, 3-воздух, 4-адсорбционная вода.

Таким образом, для увеличения охвата заводнением низко- и средне-проницаемых коллекторов необходимо использование технологических растворов, способных разрушать структуру капиллярно-конденсированных жидкостей и стабилизировать структуру поверхности порового пространства пород-коллекторов за счет адсорбции активного компонента SFW.

Физическое моделирование технологии воздействия реагента TF-C проводилось на керновом материале Ватинского и Аганского месторождений в лаборатории института ТатНИПИнефть. Получены высокие факторы сопротивления от 3.8 до 7.7, что является косвенным признаком эффективности потокоотклоняющих технологий. При этом остаточный фактор сопротивления после прокачки воды во всех исследованиях выше, чем фактор сопротивления, что свидетельствует о дополнительной хорошей набухаемости компонентов АЦМ. Также выявлена закономерность увеличения фактора сопротивления с

увеличением проницаемости керна, что свидетельствует о потенциальной возможности применения технологии на скважинах, осложненных естественной и техногенной трещиноватостью. Также выявлена избирательность воздействия суспензии АЦМ. Видно, что в высокопроницаемом керне (1 опыт), фактор кольматации (отношение давления при прокачке воды через керн в обратном и прямом направлении) значительно выше единицы, что свидетельствует о хорошей фильтруемости суспензии АЦМ в высокопроницаемых коллекторах. В низкопроницаемом же керне фактор кольматации близок к единице, что свидетельствует, что в низкопроницаемых коллекторах (менее 190 мД) суспензия не фильтруется в глубь пласта.

Параметры	Единицы измерения	0,5 % р-р TF-С в ст. воде, остановка 18	0,5 % р-р TF-С в ст. воде, остановка 18	0,5 % р-р TF-С в ст. воде, остановка 18
Керны месторождений		Аганское, Ватинское		
Тип коллектора		Терригенный, поровый		
Проницаемость кернов	$\times 10^{-3} \text{ мкм}^2$	189,0	477,0	622,0
Пористость кернов	%	20,9	21,6	21,1
Содержание связанной воды	%	28,4	25,6	23,5
Фактор сопротивления ФС (Рр/Рв)	б/р	3,77	5,36	5,67
Остаточный фактор сопротивления ОФС (Р'в/Рв)	б/р	4,85	7,47	7,70
Фактор кольматации ФК (Р'в/Рв)	б/р	1,030	1,978	3,610
Коэффициент вытеснения	%	75,4	66,1	83,9

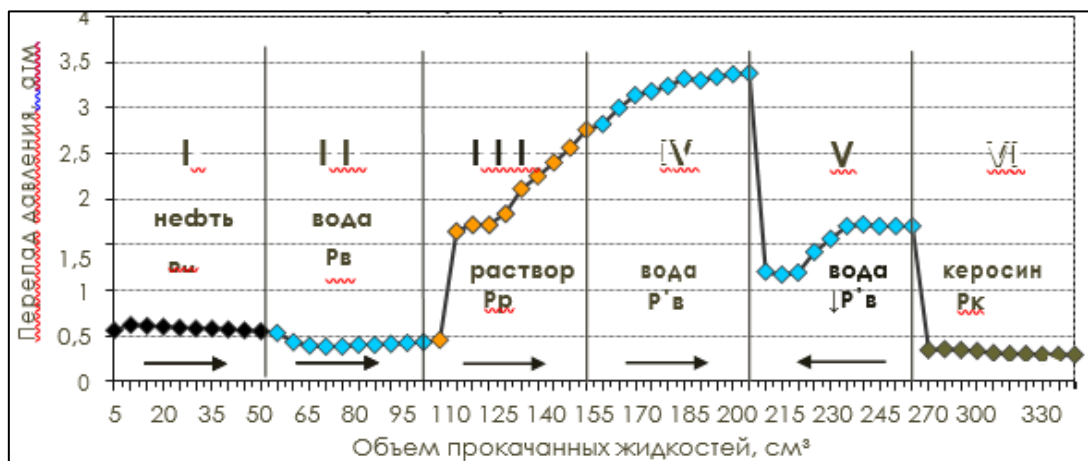


Рис. 12.4 – Зависимость перепада давления от объема прокачанной жидкости через керн проницаемостью $622,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Критерии применения технологии и выбора нагнетательных скважин

- Низкий коэффициент охвата продуктивных пластов заводнением, обусловленный высокой зональной и послойной проницаемостной неоднородностью коллекторов и (или) наличием естественной и искусственной трещиноватости коллекторов.
- Расчлененность эксплуатационного горизонта – предпочтительно более 2 д. ед.

- Количество действующих окружающих добывающих скважин в очаге обрабатываемой нагнетательной скважины – более 2.
- Глубина залегания продуктивной части пласта не ограничивается, эффективная толщина пласта должна составлять не менее 2 м.
- Обводненность продукции добывающих скважин в целом по опытным участкам дренирования нагнетательных скважин от 60 % до 98 %.
- Наличие в продуктивных пластах прослоев с невыработанными извлекаемыми запасами нефти; выработка запасов по эксплуатационному горизонту – предпочтительно не более 90%
- Вязкость пластовой нефти - от 2 до 3000 мПа*с.
- Максимальная пластовая температура + 400 °С.
- Минерализация пластовой воды – не лимитируется.
- Используемая вода для приготовления композиций – вода из системы ППД обрабатываемой скважины, без ограничения по её физико-химическим свойствам.
- Приемистость нагнетательных скважин должна составлять более 170 м³/сут при давлении не превышающим предельно допустимого значения на э/колонну.
- Для обработки TF-C предпочтительны скважины, вскрывшие и эксплуатирующие наиболее полный разрез продуктивного пласта, где послойная литологическая и проницаемостная неоднородность выражены четко, а продуктивные пропластки от нагнетательной в окружающие добывающие скважины прослеживаются без разрывов и литологических нарушений.

Обработка скважин по технологии TerraFlow SFW месторождения Блиновское

Компания Terratec предлагает Казахстанским и международным компаниям технологии для повышения эффективности добычи нефти и разработки трудно извлекаемых запасов.

На месторождении были проведены исследования на естественных кернах с использованием установки Core Lab. Для оценки были использованы безразмерные параметры:

Фактор сопротивления-отношение коэффициента подвижности (мкм²/мПа.с) воды до воздействия к коэффициенту подвижности раствора композиции в пористой среде. Поскольку подвижность, как и проницаемость, по закону Дарси обратно пропорциональна перепаду давления при фильтрации, то при постоянной скорости фильтрации жидкостей через керн фактор сопротивления равен отношению перепада давления при фильтрации композиции МУН к перепаду давления при фильтрации воды перед воздействием, т.е. ФС

$= P_p / P_v$. При тестировании композиции SFW фактор сопротивления показывает степень прокачиваемости раствора через пористую среду.

Остаточный фактор сопротивления-является отношением подвижности воды до воздействия к подвижности воды после воздействия реагента, т.е. $ОФС = P'_v / P_v$. При тестировании композиции TerraFlow SFW ОФС показывает степень изменения фазовой проницаемости для воды.

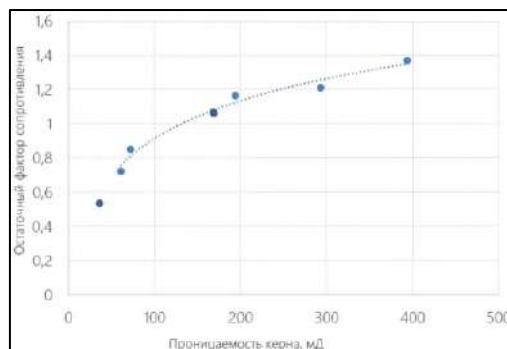


Рис. 12.5 – Изменение ОФС от проницаемости ядра

Наибольшее влияние TerraFlow SFW - на изменение фазовой проницаемости в низкопроницаемых пластах (менее 100 мД).

Остаточный фактор сопротивления (ОФС) при этом составляет:

0,824 - для ядра с проницаемостью 61 мД;

0,858 - для ядра с проницаемостью 62 мД;

0,214 - для ядра с проницаемостью 4 мД.

Выводы экспериментов:

1. После закачки TerraFlow SFW наблюдается увеличение фазовой проницаемости для воды.

2. Фильтрационные свойства породы сохраняются после закачки TerraFlow SFW. Об этом свидетельствует степень увеличения фильтрационных сопротивлений при фильтрации воды после закачки реагента (ФН) близка или меньше единицы.

На данном месторождении в 2019г проведены ОПИ технологий компании Terratec как TerraFlow-Ceolit, направленной на изоляцию различных источников обводнения добывающих скважин и TerraFlow SWF, направленной на выравнивание профилей приемистости и увеличения охвата пластов заводнением.

В нагнетательной скважине №14 в результате применения TerraFlow SFW было достигнуто повышение приемистости «стаканов» (скв. с нулевой приёмистостью).

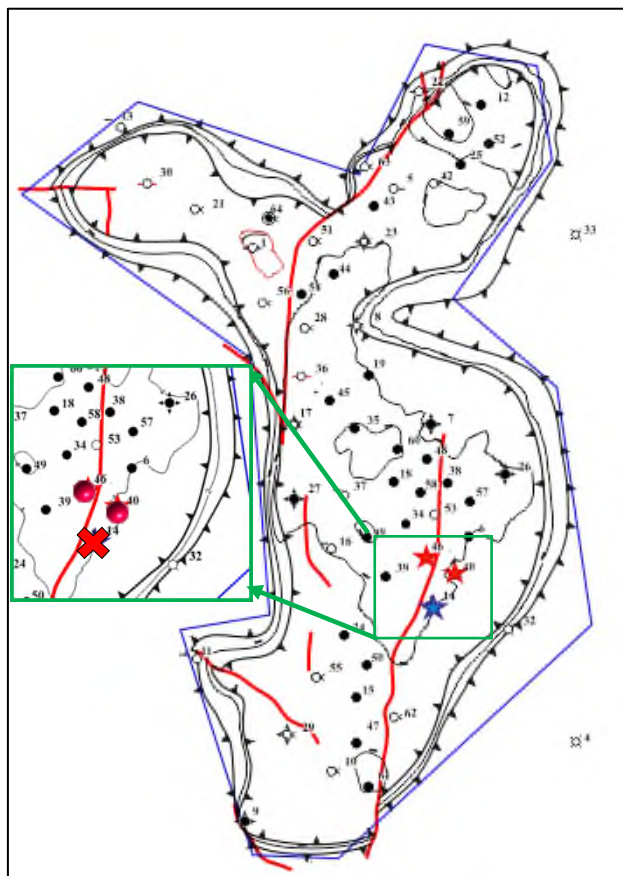


Рис. 12.6 – Испытание технологий на опытном участке скважины №№14, 40, 46

Результаты технологии Terrates, проведённые в вышеуказанных скважинах отражены в разделе 3.2.1. Достигнутые по вышеперечисленным скважинам результаты убедительно свидетельствуют об эффективности технологий Terrates и рекомендуются к применению на расширенном опытном участке. Рекомендуется опробовать данную технологию на ниже указанных скважинах.

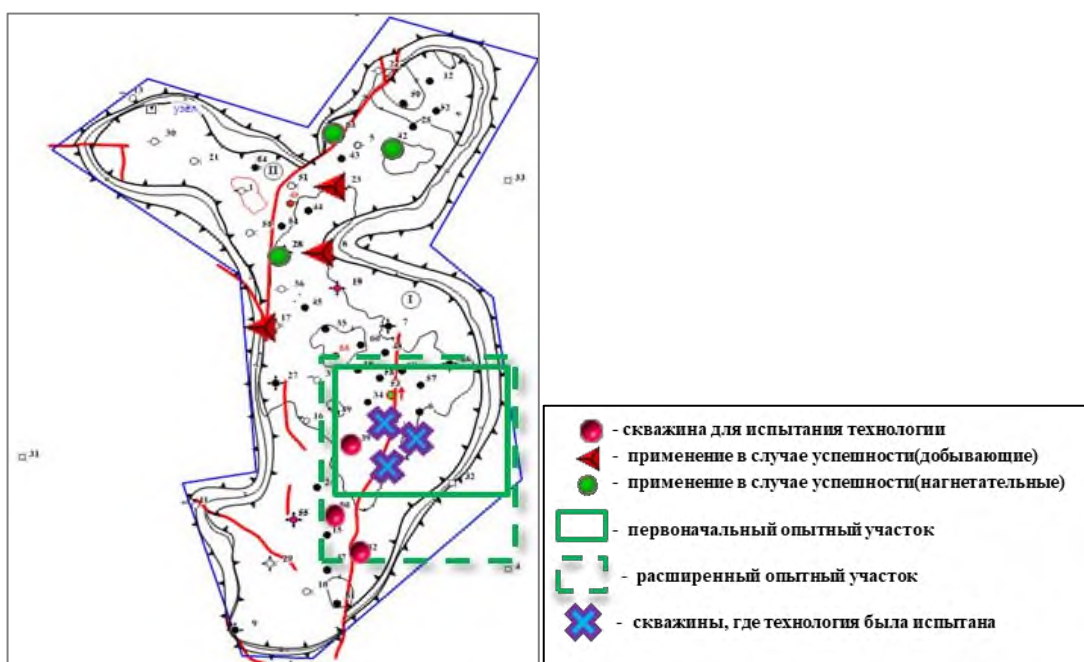


Рис. 12.7 – Опытный участок для применения технологии Terrates.

Как показывает опыт применения технологий Terratec, в том числе реагентом **Super Fluid water SFW**, в бездействующих скважинах после обработки наблюдается восстановление приемистости, в некоторых случаях кратное увеличение до остановочного значения. В этом случае одним из немаловажных вопросов является определение влияния закачки на динамику работ соседних добывающих скважин, т.е. определение гидродинамической связи между скважинами путем проведения гидропрослушивания.

В настоящее время для количественного анализа параметров межскважинного пространства широко начала применяться новая технология – импульсно-кодовое гидропрослушивание. Основой ИКГ является создание в возмущающих скважинах периодического сигнала изменения давления путем периодического изменения режима их работы и использование при поиске отклика сигнала, приходящего к реагирующим скважинам, современного математического и вычислительного аппарата. Кроме того, предпочтительно применение высокочувствительных манометров для регистрации давления. В результате надежность алгоритма даже в условиях шумов сигнала значительно повышается и становится возможным проводить исследования без остановки реагирующих скважин.

Процесс мультискважинного ИКГ представляет собой комбинацию следующих этапов.

1. Проектирование изменения режимов работы возмущающих скважин (генераторов) на основе данных об исследуемом пласте.
2. Проведение полевых работ по установке глубинных датчиков давления и температуры в реагирующих и возмущающих скважинах, по возможности – дополнительно устьевых датчиков давления и температуры на всех скважинах и датчиков расхода на возмущающих скважинах.
3. Изменение режимов работы возмущающих скважин.
4. Подъем автономного измерительного оборудования.
5. Первичная обработка данных (синхронизация и фильтрация данных всех датчиков).
6. Выполнение импульсно-кодовой декомпозиции (ИКД) – процедуры разложения комплексного отклика давления по каждой реагирующей скважине на компоненты, каждая из которых коррелирует только с историей создания возмущений одной из скважин – генераторов сигнала.
7. Интерпретация результатов ИКД для каждого межскважинного интервала с получением параметров пласта.

В процессе планирования исследования задается уникальная по своему виду история изменений дебитов каждой скважины, что облегчает распознавание отклика от различных скважин. При интерпретации результатов ИКГ адаптируется N^2 расчетных изменений давления в реагирующих скважинах на одиночное включение каждой возмущающей скважины.

Расчеты выполняются на основе решения уравнения пьезопроводности. При этом варьируются следующие параметры:

- скин-фактор S_i каждой из $i = 1, \dots, K$ скважин (i – индекс возмущающих скважин);
- гидропроводность σ_i в окрестности каждой из $i = 1, \dots, K$ скважин;
- пьезопроводность χ_i в окрестности каждой из $i = 1, \dots, K$ скважин;
- гидропроводность σ_{ij} пласта в интервале между i -й и j -й скважинами (j – индекс реагирующих скважин);
- пьезопроводность χ_{ij} пласта в интервале между i -й и j -й скважинами.

Гидропроводность и пьезопроводность – комплексные гидродинамические параметры, которые рассчитываются соответственно по формулам

$$\sigma = (kh)/\mu, \quad (1)$$

$$\chi = k/(\mu C_t \phi), \quad (2)$$

где k – проницаемость пласта; h – эффективная толщина пласта; μ – вязкость фильтрующегося флюида; C_t – общая сжимаемость системы; ϕ – пористость пласта.

Пластовое давление в районе возмущающих скважин и их скин-фактор определяются при интерпретации изменения давления в этих скважинах, которое происходило при создании циклов ИКГ по технологии интерпретации результатов стандартных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Поскольку от пьезопроводности пласта зависит скорость изменения в нем давления, основой для определения давления при интерпретации данных ИКГ является время, за которое приходит отклик изменения давления в реагирующие скважины с момента создания возмущения поля давления посредством изменения режимов работы нагнетательных скважин. При этом амплитуда приходящего сигнала позволяет оценить гидропроводность пласта.

Главными преимуществами ИКГ являются:

- устойчивость к неизвестным скважинам/группам скважин, влияющим на исследуемые скважины;
- высокая скорость обработки данных;
- независимость точности расчетов от числа скважин.

Для примера на рис. 12.9 приведены результаты измерений давления в некоторых реагирующих скважинах и обработки данных с помощью алгоритма ИКД.

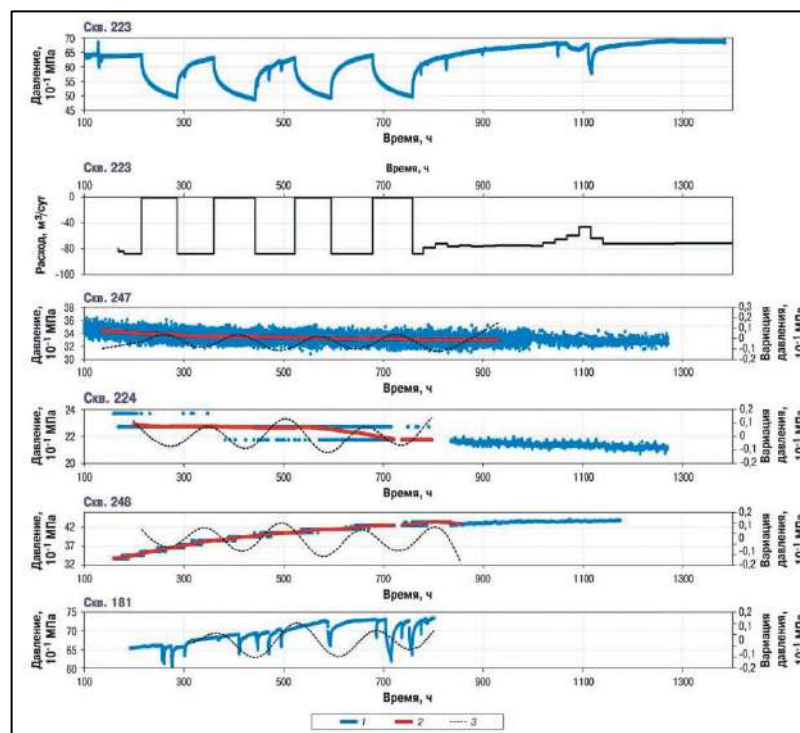


Рис. 12.8 – Результаты измерений давления в реагирующих скважинах и обработки данных с помощью алгоритма ИКД.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Накопленная сумма отчислений АО «СНПС-Ай Дан Мунай» в ликвидационный фонд по состоянию на 01.01.2022г. составляет 366 937 668,90 тенге.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 02.04.2019г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;
- п.9 «Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки».

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин, в т.ч. рекультивация земли;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли.

13.1. Затраты на ликвидацию скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин с учетом рекультивации нарушенных земель был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину и количеством планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта-2033г.

Количество скважин, подлежащих ликвидации на конец 2033 года-53 ед.

Стоимость затрат по ликвидации 1 скважины- 1 942 165,50 тенге

Затраты на ликвидацию скважин составят:

$$53 \text{ ед.} * 1\,942\,165,50 \text{ тенге} = 102\,934,77 \text{ тыс.тенге}$$

13.2. Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Таким образом, общая стоимость демонтажа наземного обустройства промысла составила 314 631,36 тыс.тенге.

13.3. Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно главе 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.3.1.

В таблице 13.3.2. представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» 3-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Блиновское.

Таблица 13.3.1-Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
1.	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	102 934,77
2.	Стоимость демонтажных наземных объектов обустройства	тыс.тенге	314 631,36
3.	Всего затраты по ликвидации последствий деятельности	тыс.тенге	417 566,13
4.	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на 01.03.2022г.	тыс.тенге	366 937,67
5.	Остаточная сумма ликвидации последствий недропользования	тыс. тенге	50 628,46
6.	Остаточная сумма ликвидации последствий недропользования	тыс. долл	102,28
7.	Суммарная добыча нефти за период 2022-2033гг.	тыс.тонн	209,00
8.	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	242,24
		\$/тонна	0,489

*Курс доллара США, применяемый при переводе 495 тенге/доллар

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.

Таблица 13.3.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 3-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Блиновское.

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, \$/тонна	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, тенге/тонна	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
2022	16.29	0.49	242.24	7.97	3 945.34
2023	14.20	0.49	242.24	6.95	3 438.68
2024	13.25	0.49	242.24	6.49	3 210.24
2025	12.99	0.49	242.24	6.35	3 145.64
2026	16.17	0.49	242.24	7.91	3 917.76
2027	17.02	0.49	242.24	8.33	4 123.92
2028	20.68	0.49	242.24	10.12	5 010.74
2029	21.52	0.49	242.24	10.53	5 212.96
2030	20.54	0.49	242.24	10.05	4 975.59
2031	19.62	0.49	242.24	9.60	4 752.97
2032	18.71	0.49	242.24	9.16	4 532.58
2033	18.01	0.49	242.24	8.81	4 362.04
	209.00			102.28	50 628.46

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СНПС - АЙ ДАН МУНАЙ»**

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TIMAL CONSULTING GROUP»**

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЛИНОВСКОЕ

Договор №22-36/2020

Том II. Табличные приложения

г.Атырау, 2022г.

Том II. ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1	Результаты опробования и исследования скважин	4
2.	2.2	Отбивки кровли и подошвы продуктивных горизонтов	11
3.	2.3	Отбивки кровли и подошвы коллекторов продуктивных горизонтов	16
4.	4.1	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 1	19
5.	4.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 1	20
6.	4.3	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 1	21
7.	4.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 1	222
8.	4.5	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1	23
9.	4.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 1	24
10.	4.7	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 2	25
11.	4.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 2	26
12.	4.9	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 2	27
13.	4.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 2	28
14.	4.11	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2	29
15.	4.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 2	30
16.	4.13	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 4	31
17.	4.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 4	32
18.	4.15	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 4	33
19.	4.16	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 4	34
20.	4.17	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 4	35
21.	4.18	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 4	36
22.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант I	37
23.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант I	39
24.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант I	40
25.	4.2.4	Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант I	43
26.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант I	44
27.	4.2.6	Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант II	46
28.	4.2.7	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант II	49

№ п/п	№.№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
29.	4.2.8	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант II	51
30.	4.2.9	Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант II	57
31.	4.2.10	Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант II	59
32.	4.2.11	Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант IV	61
33.	4.2.12	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант IV	64
34.	4.2.13	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант IV	66
35.	4.2.14	Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант IV	72
36.	4.2.15	Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант IV	74

Таблица П. 2.1 - Результаты опробования и исследования скважин

№№ скв.	Объект (горизонт)	Дата опробования начало конец	Интервалы опробования	Искусственный забой.	Способ вскрытия пласта	Диаметр (мм) и Глубина (м) спуска НКТ	Способ вызова притока	Диаметр штуцера, (мм)	Дебит					Газовый фактор конден. фактор т/м ³	Дебит воды, м3/сут при динамич.уровне	Давление пластовое, Мпа	Депрессия, Мпа	Коэф. Продути вности, м3/сут Мпа	Забойное давление, МПа	Давления устья, МПа		Глубина м, Температура, 0С	Примечание													
									нач.приток после перф.											трубное	заглубное															
									нефти, м3/сут	нефти, м3	жидкос ти, м3/сут	жидкос ти, м3	газа, тыс.м ³ / сут																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24													
1	PZ	22.06.1993 30.09.1993	1216-1255 - 1120,9-1159,9	1290	КПРУ-65	73 мм 1201	замена р-ра на	2 компр.	8						0,5								объект нефтеносный													
					16 отв/п.м		техводу, проведен.	3 компр.	8																											
					464 отв		МПД 10 мин	4 компр.	11																											
					Допол.пер.		компрессир.		5,18																											
					КПРУ-65		5 раз																													
					8 отв/п.м		замена раствора		7,34																											
					312 отв		на нефть																													
	PZ	15.05.1994г 12.06.1994г	1260-1276 - 1164,9-1180,9	1280	ПКС-80	73	замена рассола		Во время компрессирования из скважины вышла нефть и фильтрат бурового раствора														объект нефтеносный													
					14 отв/п.м	1206	на тех воду,																													
					224 отв.		компр.(2р)		Перелив нефти дебитом до 250 л/сут																											
							МПД - 10 мин.																													
	K ₁ nc	14.06.1994 30.06.1994	1127-1133- 1031,9-1037,9	1202	ПКС-80	73	замена рассола		Притока нет.																					Объект "Сухой".						
					14 отв/п.м	1110	на техводу. МПД																													
					84 отв		аэрозация																													
5	M-I	16.12.2002 13.01.2003	1260-1266- 1164,8-1170,8	1428	Динамит	73	замена	3	38,9							12,96	0,69		12,08	2,75	2,75		С объекта получен фонта-нирующий приток нефти													
					Нобель 17	1240	рассола	5	83,5																											
					отв /п.м 93 отв		на техводу	7	115,5											1,81		10,96		1,5	3											
6	M-II	15.12.2003 24.12.2003	1272-1278- 1177,7-1183,7	1415	Шломберже	73	замена	3	38,5											3,75	4,0		объект нефтеносный													
						4	69,4														3,4	3,68														
					13 отв /п.м	1257,7	рассола	5	88,88													3,45		3,76												
					78 отв		на техводу	3	45,20													3,80		4,03												
								4	78,3													3,55		3,84												
	M-I	19.04.2004 23.04.2004	1235-1241 - 1140,7-1146,7	1264	Динамит	73	замена рассола	5	107,5								13,31				3	2,5		объект нефтеносный												
					Нобель	1221	на техводу.	3	24													2,9	1,9													
					17 отв /п.м		переход на	7	92,5																											
					93 отв		нефть	8	110,0													10,624														
								9	109,6														10,475													
7	M-I	26.01.2004 06.02.2004	1247,5-1254,5 -1155,4-1162,4	1312	Динамит Нобель 17 отв /п.м 119отв	73 1231	замена	3	30,25											12,13	3,0	3,2	54													
							рассола	5	82,0													11,32		2,10	2,4											
							на техводу.	7	120,0													10,72		1,45	1,76											
								5	80,6												11,37	2,1		2,4												
								3	28,9												12,1	3,0		3,2												
													методом установившихся отборов	6	77,1											10,83			56,64							
														8	101,5													10,449								
														9	110,2													10,314								
														10	117,2													10,191								
8	M-I	27.02.2004 09.03.2004	1269-1274 -1176,7-1181,7	1395	Динамит Нобель 17 отв /п.м85отв	73 1263	замена рассола	3	28,25							12,95				12,22	2,25	3,04	объект нефтеносный													
							на техводу	4	58,59													12,29		2,2	2,8											
								5	68,54													12,18		2,1	2,56											
							17 отв	4	59,55													12,29		2,15	2,56											
							/п.м85отв	3	28,63													12,52		2,2	3,04											

9	М-I	09.03.2004 20.03.2004	<u>1271-1275</u> -1171,9-1175,9	1310	Динамит	73	замена рассола	3	34,01						12,96			12,24	2,24	2,6		С августа месяца 2004 года скважина находится во временной консервации				
					Нобель	1280	на техводу.	4	60,01								11,95	1,98	2,4							
					17 отв /п.м		компрес.	5	87,51								11,51	1,58	1,97							
					85отв			4	55,48								11,92	1,92	2,3							
								3	29,64								12,21	1,96	2,65							
							В процессе дальнейшего опробования скважины содержание воды в нефти постепенно выросло с 6-8 % до 35-40 %. При содержании воды около 40 % скважина самозадавливается																			
10	М-I	01.09.2004 15.09.2004	<u>1262,5-1268,5</u> -1160,3-1166,3	1407	гидроме- хическая щелевая перфорация	89	замена рассола	3	41,2						12,8			12,27	2,52	2,72	55	объект нефтяной фонтани-рующий				
						1253	на техводу.	4	54,0									12,34	2,36	2,66						
							позтапный	5	115,7									11,73	2,16	2,08						
							переход на	4	62,5									12,11	2,48	2,40						
							компрес.	3	44,9									12,19	2,56	2,48						
11	М-I	01.03.2005 10.03.2005	<u>1282-1284</u> -1179,6-1181,6	1286	Шломберже	73	замена рассола		С забоя 1255 м отобрана 3 пробы пластовой воды плотностью 1,024 г/см3													объект водоносный с пленкой нефти				
					13 отв /п.м	1263	на техводу		С забоя 1255 м отобрана проба пластовой воды пл.1,024 г/см3, с уровня пл. 1,023 г/см3 с пленкой нефти.																	
					26отв		компрес.		На уровне пластовая вода пл.1,024 г/см3 с пленкой нефти																	
12	М-I	05.04.2004 15.04.2004	<u>1239-1245</u> -1152,6-1158,6	1263	Динамит	73	замена рассола	3	42,69							12,91			12,20	3,1	2,98		объект нефтяной фонтани-рующий			
					Нобель	1228	на техводу.	4	55,93										12,0	2,85	2,88					
					17 отв /п.м		компрес.	5	94,23										11,62	2,5	2,56					
					99 отв.			4	50,16									12,05	2,85	2,88						
								3	40,57									12,17	2,95	2,98						
		06.07.2005 19.07.2005					методом	7	134,7							12,287	109,89	11,048			1242м					
					установившихся	9	171,6								10,744					56,31						
					отборов	10	186,2											10,566			°C					
13	М-I	04.07.2005 06.07.2005	<u>1283-1291</u> -1181,4-1189,4	1314	Динамит	73	замена рассола		Получен приток пластовой воды с удельным весом 1,03 г/см3							12,669				0,12	0	1287м	объект водоносный			
					Нобель	1273	на техводу.														56,66					
14	М-I	12.07.2004 22.07.2004	<u>1247-1253</u> -1151,0-1157,0	1270	Альфа Джет	73	замена рассола	3	36,8							12,53			11,91	2,78	2,67	55	объект нефтяной фонтани-рующий			
					17 отв /п.м	1232	на техводу.	4	61,2										11,83	2,66	2,36					
					102,отв		переход на нефть	5	85,7										11,64	2,5	2,27					
								4	61,5										11,8	2,66	2,36					
								3	39,66										11,91	2,78	2,44					
		06.07.2005 21.07.2005г							методом	6	76,33								85,47			11,298				
							установившихся	8	138,03											10,961						
							отборов	9	147,4											10,834						
								10	161,78											10,68						
15	М-I	07.06.2004 18.06.2004	<u>1257-1261</u> -1153,2-1157,2	1269	Динамит	73	замена рассола	3	30,13							12,71			11,78	2,08	1,95	55	объект нефтяной фонтани-рующий			
					Нобель		на нефть	4	39,83										11,4	1,72	1,76					
					17 отв /п.м	1232	компрессором СД-9/101	5	50,34									11,04	1,42	1,30						
					68отв				4	40,15								11,48	1,8	1,65						
							3	28,42									11,78	2,14	2,0							
		10.07.2005 30.07.2005							методом	9	108,5								58,48			10,443				1259м 56.54
							установившихся	10	118,9											10,304						
							отборов	11	127,1											10,137						
16	М-I	24.04.2004 04.05.2004	<u>1256-1261</u> -1158,1-1163,1	1273	Динамит	73	замена рассола	3	38,7							13,01			12,47	2,84	2,8	54	объект нефтяной фонтани-рующий			
					Нобель		на техводу.	4	60,3										12,31	2,72	2,65					
					17 отв /п.м	1273	на нефть	5	89,3										12,0	2,38	2,32					
					82 отв			4	55,5										12,34	2,7	2,65					
								3	33,5										12,47	2,84	2,78					
		10.07.2005 21.07.2005							методом	6	97,03								12,4	93,46	11,64				1258.5	
							установившихся	8	134,2												10,966				м	
								9	145,2												10,829				56.45	
										10	159,3											10,695				

17	М-I	<u>27.06.2004</u> 09.07.2004	<u>1260-1266</u>	1274	Динамит	73	замена рассола	3	33,6							12,94		40,92	11,85	2,28	1,92	55	объект нефтеносный				
			-1164,6-1170,6		Нобель	1247	на техводу.	4	43,9										11,23	1,98	1,6						
			17 отв /п.м			на нефть	5	65,92							11,03				1,48	1,28							
			98отв				4	40,8							11,90				2,36	2,24							
							3	30,19							12,03				2,24	2,24							
18	М-II	<u>11.08.2004</u> 16.08.2004	<u>1275-1277</u>	1300	Бейкер		замена рассола		С объекта притока не получено														Объект "Сухой".				
			-1180,6-1182,6		Хьюз	89	на техводу.																				
			17 отв /п.м		1263	на нефть																					
			34 отв																								
	М-I	<u>20.08.2004</u> 03.09.2004	<u>1239-1245</u> -1144,6-1150,6	1269	Шлюмберже	89	замена рассола	3	47,0							12,47			11,91	2,56	2,4	55	объект нефтяной фонтани-рующий				
					13 отв /п.м	1227	на техводу.	4	60,0										11,79	2,48	2,4						
					78 отв		на нефть	5	82,2										11,61	2,36	2,24						
								4	62,8										11,82	2,48	2,56						
		<u>06.07.2005</u> <u>22.07.2005</u>					3	43,7									11,97	2,56	2,56	1242м 56.89							
							методом	6	89,13								11,184										
							установившихся	8	130,5								10,989										
							отборов	9	147,4								10,792										
								10	161,8								10,643										
19	М-I	<u>10.09.2004</u> 22.09.2004	<u>1252-1259</u> -1158,8-1165,8	1272	гидромехани- чес-кая щелевая перфорация	89	замена рассола	3	36,0							12,61			11,8	2,49	2,4	55	объект нефтяной фонтани-рующий				
						1241	на техводу.	4	61,2										11,59	2,31	2,16						
							на нефть	5	70,6										11,41	2,14	1,84						
								4	53,0										11,62	2,3	2,08						
								3	38,6										11,71	2,43	2,24						
		<u>07.07.2005</u> 19.07.2005				методом	7	122,9									10,886			56,61							
							установившихся	9	144,6								10,716										
							отборов	10	156,4								10,586										
	М-I	<u>21.09.2015</u> 23.09.2015	<u>1252-1255</u> -1158,8-1161,8	1272		168	УЭЦН				58,4									0,1	0		объект нефте- водоносный				
						1281	ЭЦН/45		4,6		48,3				обв.90.5%	Скважина подключена в добычу											
21	PZ	<u>14.07.2005</u> 24.07.2005	<u>1275-1279</u> -1181-1185	1287	Динамит-	73	замена рассола		0,2							2,644						56,29	на устье слабый перелив нефти				
					Нобел	1264	на техводу.																				
					17 отв /п.м		на нефть																				
							свабирование																				
	М-I	<u>28.07.2005</u> 24.08.2005	<u>1251-1254</u>	1266	YD-127	73	замена рассола	5	на устье нефть							12,5						1252.5 м 55.76	Всего откачено 148,5м3 жидкости, из них 60,4м3 нефти. 88,1 м3- тех.вода				
					16отв/ п.м		на техводу.																				
					48 отв	1242	на нефть																				
							свабирование																				
	М-I	<u>28.12.2019</u> 15.03.2020	<u>1249,5-1252,5</u> -1155.5-1158.8	1266	SDP44RDX3 8-1 16отв/ п.м	73 1266,41	свабирование	8	тех.вода		25																
								8	тех.вода		15																
								8	тех.вода		3,5																
								8		2,1	12			обв.82%													
								8		8,8	21			обв.58%													
8									9,9	18			обв.45%														
8									10,5	15			обв.30%														
8									9,3	12			обв.22%														
8		10,5	14			обв.25%																					
8		9,3	13			обв.28%																					
23	М-I	<u>06.06.2005</u> 25.06.2005	<u>1254-1259</u>	1279	ГМЩП	73	замена рассола	6	39,68							11,948		32,68	10,157	1,4	1,2	1257м 56.56	объект нефтяной фонтани-рующий				
			-1165,8-1169,8		Дина-Нобел	1254	на техводу.	7	47,01										10,073	0,4	0,2						
			13отв/м			на нефть	8	51,63							9,947				0,346	0,0							
						свабирование	9	54,05							9,854				0,294	0,0							

54	М-I	06.04.2014 19.05.2014	1253-1256 -1159.3-1162.3	1306	SDP44RDX3 8-1 16отв/п.м		свабирование			20											объект нефтеносный			
										29														
										12					обв.0.6%									
								ВН/180		24,2		28,4			46,68	обв.14.8%	Скважина подключена в добычу							
55	М-I	25.03.2014 21.05.2014	1267-1268,5 -1162.6-1164.1	1278	SDP44RDX3 8-1 16отв/п.м		свабирование				15			обв.98%							объект нефте- водоносный			
											18			обв.97%										
								ВН/100		4,6		21,9			45,7	обв.79%	Скважина подключена в добычу							
56	М-I	08.04.2014 04.05.2014	1257-1259 -1162-1164	1302	SDP44RDX3 8-1 16отв/п.м		свабирование				13			обв.97%							объект нефте- водоносный			
											16			обв.90%										
										14				обв.0%										
										15				обв.0%										
					ВН/100		10,9		24,5			42,89	обв.55.3%	Скважина подключена в добычу							объект нефте- водоносный			
	М-I	29.11.2019 16.12.2019	1257-1259 -1162-1164	1302		Скважина подключена в добычу		3,692		19,163			42,89	обв.78.1%					0,7					
								2,076		15,071			42,89	обв.84.6%					0,7					
								1,354		13,44			42,89	обв.88.8%					0,7					
								1,688		15,73			42,89	обв.88.8%					0,7					
								1,415		13,182			42,89	обв.88.8%					0,7					
								1,733		15,67			42,89	обв.88.8%					0,7					
								1,629		16,2			42,89	обв.88.8%					0,7					
								1,659		14,816			42,89	обв.88%					0,7					
								1,659		16,2			42,89	обв.88%					0,7					
								1,704		14,27			42,89	обв.87%					0,7					
								1,859		15,037			42,89	обв.87%					0,7					
								2,592		12,96			42,89	обв.80%					0,7					
								3,102		14,1			42,89	обв.78%					0,6					
								2,632		13,16			42,89	обв.80%					0,7					
								3,153		12,614			42,89	обв.75%					0,7					
								2,882		13,1			42,89	обв.78%					0,7					
								3,332		12,304			42,89	обв.73%					0,7					
								3,131		10,1			42,89	обв.69%					0,7					
57							М-II	28.02.2014 26.03.2014	1268-1269 -1171.4-1172.4 1271-1273 -1174.4-1176.4	1306	SDP44RDX3 8-1 16отв/п.м		свабирование				10			обв.92%				
				9										обв.47%										
				13										обв.87%										
				16										обв.28%										
				20																				
				24										обв.20%										
	ЭЦН/43		0,42		18,7										35,49	обв.97.8%	Скважина подключена в добычу							объект нефте- водоносный
	М-I	10.04.2014 21.04.2014	1236-1239 -1139.4-1142.4	1262	SDP44RDX3 8-1 16отв/п.м		ЭЦН				14			обв.88%										
											13,6			обв.92%										
											13,6			обв.94%										
58	М-II	04.08.2014 20.08.2014	1271-1275 -1174.1-1178.1	1306	SDP44RDX3 8-1 16отв/п.м		свабирование				63			обв.14.3%							объект нефтеносный			
								5			28													
								7		45														
											150		38,70	обв.30.1%										
	М-I	23.09.2016 12.10.2016	1234-1235 -1137.1-1138.1	1260			ЭЦН/40		39,1		50,4			обв.22.4%	Скважина подклочена в добычу							объект нефте- водоносный		
								УЭЦН				31		20,62	обв.5%									
											37,4			25,37	обв.64.8%	Скважина подключена в добычу								

Таблица П.2.2 - Отбивки кровли и подошвы продуктивных горизонтов

Горизонт	№№ скважин	1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Альтитуда (ротора), м	95,1	99	95,2	94,2	92,1	92,3	98,5	102,1	102,4	85,8	101,2	95,95	103,78	97,95
	Забой, м	1309	1608	1461	1433	1417	1423	1431	1423	1334	1420	1364	1300	1350	1392
М-I	Карот,отм, кровля, м	-	1272,14	1257,95	1234,4	1245,93	1265,64	1269,34	1260,55	1278,38	1237,87	1281,57	1244,4	1253,81	1252,62
	Карот,отм, подошва, м	-	1278,77	1266,17	1240,5	1253,92	1274,69	1275,4	1268,64	1285,81	1245,95	1290,79	1252,32	1261,57	1261,82
	Абс,отм, кровли, м	-	-1173,1	-1162,8	-1140,2	-1153,8	-1173,34	-1170,84	-1158,45	-1175,98	-1152,07	-1180,4	-1148,5	-1150	-1154,7
	Абс,отм, подошва, м	-	-1179,8	-1171	-1146,3	-1161,8	-1182,39	-1176,9	-1166,54	-1183,41	-1160,15	-1189,6	-1156,4	-1157,8	-1163,9
	Общая толщина, м	-	6,63	8,22	6,1	7,99	9,05	6,06	8,09	7,43	8,08	9,22	7,92	7,76	9,2
М-II	Карот,отм, кровля, м	-	1310,55	1299,61	1273,99	1285,48	1310,35	1306,7	1300,7	1316,2	1276,87	-	1284,1	1293,1	1292,74
	Карот,отм, подошва, м	-	1318,67	1306,4	1280,36	1292	1315,75	1312,4	1306,5	1323	1283,13	-	1290	1300,24	1300
	Абс,отм, кровли, м	-	-1211,6	-1204,4	-1179,8	-1193,4	-1218,05	-1208,2	-1198,6	-1213,8	-1191,07	-	-1188,2	-1189,3	-1194,8
	Абс,отм, подошва, м	-	-1219,7	-1211,2	-1186,2	-1199,9	-1223,45	-1213,9	-1204,4	-1220,6	-1197,33	-	-1194,1	-1196,5	-1202,1
	Общая толщина, м	-	8,12	6,79	6,37	6,52	5,4	5,7	5,8	6,8	6,26	-	5,9	7,14	7,26
Pz	Карот,отм, кровля, м	1218	1580	1370	1371	1351	1408	1385	1346	-	1381	1308	-	1321	1324
	Абс,отм, кровли, м	-1122,9	-1481	-1274,8	-1276,8	-1258,9	-1315,7	-1286,5	-1243,9	-	-1295,2	-1206,8	-	-1217,2	-1226,1

17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
95,4	93,79	93,09	82,69	94,1	87	89,24	102,4	89,9	95,61	97,7	91,5	98,7	99,03
1382	1320	1323	1411	1310	1299	1301	1290	1280	1322	1295	1289	1295	1305
1256,46	1236,4	1251	1244,58	1247,06	1257,89	1252,24	1255,6	1237,36	1256,03	1260,09	1253,77	1265,29	1210,59
1266	1245,2	1259	1258	1258,02	1271	1260,82	1263,21	1245,29	1263,13	1269,79	1262,82	1272,57	1218,97
-1161,1	-1142,6	-1157,91	-1161,9	-1153	-1170,9	-1163	-1153,2	-1147,5	-1160,4	-1162,4	-1162,3	-1166,6	-1111,6
-1170,6	-1151,4	-1165,91	-1175,3	-1163,9	-1184	-1171,6	-1160,8	-1155,4	-1167,5	-1172,1	-1171,3	-1173,9	-1119,9
9,54	8,8	8	13,42	10,96	13,11	8,58	7,61	7,93	7,1	9,7	9,05	7,28	8,38
1297,36	1277,9	1288,5	1291,5	-	-	1293,14	-	-	1296,97	-	-	-	-
1302,53	1285,6	1296	1302,2	-	-	1299,5	-	-	1304,5	-	-	-	-
-1202	-1184,1	-1195,41	-1208,8	-	-	-1203,9	-	-	-1201,4	-	-	-	-
-1207,1	-1191,8	-1202,91	-1219,5	-	-	-1210,3	-	-	-1208,9	-	-	-	-
5,17	7,7	7,5	10,7	-	-	6,36	-	-	7,53	-	-	-	-
1310	1304	-	1348	1258	-	-	-	-	-	-	-	-	1219
-1214,6	-1210,2	-	-1265,3	-1163,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-1120

31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42	43	44	45	46	47	48
103,61	97,05	94,43	97,13	96,42	95,6	99,74	93,7	102,74	96,5	90,84	93,27	92,54	95,24	97,601	100,82	96,15
1710	1600	1709	1300	1352	1302	1300	1300	1300	1310,9	1285	1285	1295	1300	1300	1285	1300
1361,91	1275,89	1275,7	1230,72	1242,05	1252	1253,37	1231,63	1250,52	1233	1242	1260,45	1253,74	1251,27	1233,56	1249,56	1231,75
1371,45	1283,97	1283,45	1239,02	1251	1261	1262,26	1239,54	1259	1240,6	1249,25	1268,69	1261,66	1263,4	1241,5	1257,33	1240
-1258,3	-1178,84	-1181,27	-1133,59	-1145,63	-1156,4	-1153,63	-1137,93	-1147,78	-1136,5	-1151,16	-1167,18	-1161,2	-1156,03	-1135,96	-1148,74	-1135,6
-1267,84	-1186,92	-1189,02	-1141,89	-1154,58	-1165,4	-1162,52	-1145,84	-1156,26	-1144,1	-1158,41	-1175,42	-1169,12	-1168,16	-1143,9	-1156,51	-1143,85
9,54	8,08	7,75	8,3	8,95	9	8,89	7,91	8,48	7,6	7,25	8,24	7,92	12,13	7,94	7,77	8,25
1400,7	1317,06	1318,04	1271,25	1282	-	-	1270,04	-	1272,39	-	-	-	-	1273,93	-	1270,91
1407,11	1325,9	1324,93	1279,76	1289,04	-	-	1279,2	-	1279,72	-	-	-	-	1279,5	-	1277,5
-1297,09	-1220,01	-1223,61		-1185,58	-	-	-1176,34	-	-1175,89	-	-	-	-	-1176,33	-	-1174,76
-1303,5	-1228,85	-1230,5	-1182,63	-1192,62	-	-	-1185,5	-	-1183,22	-	-	-	-	-1181,9	-	-1181,35
6,41	8,84	6,89	8,51	7,04	-	-	9,16	-	7,33	-	-	-	-	5,57	-	6,59
1660	1562		1280,00	1298	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1556,39	-1464,95		-1182,87	-1201,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
98,18	102,31	90,91	90,2	100,2	93,7	104,4	95	96,6	96,9	92,6	95,7	102,6	103,6	95	94,9
1300	1300	1300	1260,86	1306,67	1306,16	1277,9	1302	1306,23	1306,14	1285,66	1287,28	1285,56	1285,23	1288,42	1280
1244,44	1255,57	1249,46	1232,7	1235,54	1250,52	1264,05	1253,31	1233,91	1230,45	1243,44	1239,81	1250,95	1256,97	1258,96	1253,35
1252,84	1263,83	1256,58	1242,73	1243,6	1258,28	1271,8	1260,27	1244	1238,85	1252,8	1248,2	1258,7	1264,4	1267,2	1257,72
-1146,26	-1153,26	-1158,55	-1142,5	-1135,34	-1156,82	-1159,65	-1158,31	-1137,31	-1133,55	-1150,84	-1144,11	-1148,35	-1153,37	-1163,96	-1158,45
-1154,66	-1161,52	-1165,67	-1152,53	-1143,4	-1164,58	-1167,4	-1165,27	-1147,4	-1141,95	-1160,2	-1152,5	-1156,1	-1160,8	-1172,2	-1162,82
8,4	8,26	7,12	10,03	8,06	7,76	7,75	6,96	10,09	8,4	9,36	8,39	7,75	7,43	8,24	4,37
1283,75	-	-	-	1275,38	1284,68	-	1276,76	1271,4	1269,13	-	1277,19	-	-	-	1268,7
1290,23	-	-	-	1282,93	1291,14	-	1280,9	1280	1277,31	-	1284,51	-	-	-	1275,18
-1185,57	-	-	-	-1175,18	-1190,98	-	-1181,76	-1174,8	-1172,23	-	-1181,49	-	-	-	-1173,8
-1192,05	-	-	-	-1182,73	-1197,44	-	-1185,9	-1183,4	-1180,41	-	-1188,81	-	-	-	-1180,28
6,48	-	-	-	7,55	6,46	-	4,14	8,6	8,18	-	7,32	-	-	-	6,48
-	-	-	-	1297	1304	-	1295,8	-	1280,36	-	-	-	-	-	1279,42
-	-	-	-	-1196,8	-1210,3	-	-1200,8	-	-1183,46	-	-	-	-	-	-1184,52

Таблица П. 2.3 - Отбивки кровли и подошвы коллекторов продуктивных горизонтов

Горизонт	Номера скважин	1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	22-st	23
	Альтитуда (ротора), м	95,1	99	95,2	94,2	92,1	92,3	98,5	102,1	102,4	85,8	101,2	95,95	103,78	97,95	95,4	93,79	93,09	82,69	94,1	87	87	89,24
	Забой, м	1309	1608	1461	1433	1417	1423	1431	1423	1334	1420	1364	1300	1350	1392	1382	1320	1323	1411	1310	1299	1269,2	1301
М-I	Карот,отм, кровля, м	-	1274,2	1260,7	1236,5	1249,9	1269,35	1272,6	1263,1	1282	1239,2	1284,4	1247,6	1257,6	1256,3	1260,78	1239,4	1252,9	1246,3	1250	1258	1252,09	1255,4
	подошва, м	-	1278	1264,9	1240,5	1252,9	1273,65	1275,2	1266,9	1284,4	1244,9	1290,4	1252,5	1261	1260,5	1265,78	1244,1	1258,2	1256,8	1253,7	1270,9	1254,39	1259,7
	Абс,отм, кровли, м	-	-1175,2	-1165,5	-1142,3	-1157,8	-1177,1	-1174,1	-1161	-1179,6	-1153,4	-1183,2	-1151,7	-1153,8	-1158,4	-1165,4	-1145,6	-1159,8	-1163,6	-1155,9	-1171	-1165,1	-1166,16
	подошва, м	-	-1179	-1169,7	-1146,3	-1160,8	-1181,4	-1176,7	-1164,8	-1182	-1159,1	-1189,2	-1156,6	-1157,2	-1162,6	-1170,4	-1150,3	-1165,1	-1174,1	-1159,6	-1183,9	-1167,4	-1170,46
	Толщина колектора,м	-	3,8	4,2	4	3	4,3	2,6	3,8	2,4	5,7	6	4,9	3,4	4,2	5	4,7	5,3	10,5	3,7	12,9	2,3	4,3
	Толщина горизонта,м	-	8,22	8,22	6,1	7,99	9,05	6,06	8,09	7,43	8,08	9,22	7,92	7,76	9,2	9,54	8,8	8	13,42	10,96	9,38		8,58
	Эфф,нефтенас,толщ,,м	-		3,6	4	3	3,6	2,6	3,8		4,8		4,2	3,1	4,2	5	4,7	4,8		2,3	1,8	1,59	3,4
	Эфф,водонас,толщ,,м	-	3,8							2,4		5							9,4		6,6		
	Общ,эфф,толщина,м	-	3,8	3,6	4	3	3,6	2,6	3,8	2,4	4,8	5	4,2	3,1	4,2	5	4,7	4,8	9,4	2,3	8,4	1,59	3,4
	Козэфф, песч-ти, д,е	-	0,46	0,44	0,66	0,38	0,40	0,43	0,47	0,32	0,59	0,54	0,53	0,40	0,46	0,52	0,53	0,60	0,70	0,21	0,90		0,40
	Козэфф,расчлен-ти, д,е	-	1	2	1	1	3	1	1	1	3	3	2	2	1	1	1	2	3	2	4	6	2
М-II	Карот,отм, кровля, м	-	1311,3	1302,4	1274,9	1286	1310,65	1306,8	1300,8	1316,3	1277,8	выклин.	1284,2	1293,1	1294,5	1298,88	1278	1288,7	1291,7	выклин.	нет кар.	нет кар.	1293,5
	подошва, м	-	1317,2	1306,5	1279,7	1291,2	1314,75	1311,9	1305,8	1321,8	1281	-	1289,4	1299,8	1299,1	1302,18	1281,6	1296	1302,1	-	-	-	1299,5
	Абс,отм, кровли, м	-	-1212,3	-1207,2	-1180,7	-1193,9	-1218,4	-1208,3	-1198,7	-1213,9	-1192	-	-1188,3	-1189,3	-1196,6	-1203,5	-1184,2	-1195,6	-1209	-	-	-	-1204,26
	подошва, м	-	-1218,2	-1211,3	-1185,5	-1199,1	-1222,5	-1213,4	-1203,7	-1219,4	-1195,2	-	-1193,5	-1196	-1201,2	-1206,8	-1187,8	-1202,9	-1219,4	-	-	-	-1210,26
	Толщина колектора, м	-	5,9	4,1	4,8	5,2	4,1	5,1	5	5,5	3,2	-	5,2	6,7	4,6	3,3	3,6	7,3	10,4	-	-	-	6,0
	Толщина горизонта,м	-	6,79	6,79	6,37	6,52	5,4	5	5,8	6,8	6,26		5,9	7,14	7,26	5,17	7,7	7,3	5,62	-	-	-	6,03
	Эфф,нефтенас,толщ,,м	-			3,6							-								-	-	-	
	Эфф,водонас,толщ,,м	-	4,7	3,6		2,9	3	5,1	4	4,2	2,4	-	4,7	5	3,9	2,3	3,3	3,9	6,5	-	-	-	5,3
	Общ,эфф,толщина,м	-	4,7	3,6	3,6	2,9	3	5,1	4	4,2	2,4	-	4,7	5	3,9	2,3	3,3	3,9	6,5	-	-	-	5,3
	Козэфф, песч-ти, д,е	-	0,69	0,53	0,57	0,44	0,56	1,02	0,69	0,62	0,38	-	0,80	0,70	0,54	0,44	0,43	0,53	1,16	-	-	-	0,88
	Козэфф,расчлен-ти, д,е	-	2	2	3	2	2	1	3	3	2	-	2	4	2	3	2	3	3	-	-	-	2
Pz	Карот,отм, кровля, м	1217,6	замещ.	замещ.	замещ.	замещ.	замещ.	замещ.	замещ.	нет кар.	замещ.	замещ.	нет кар.	замещ.	замещ.	замещ.	замещ.	нет кар.	замещ.	замещ.	-	-	нет кар.
	подошва, м	1264,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Абс,отм, кровли, м	-1122,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	подошва, м	-1169,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Толщина колектора,м	47,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Толщина горизонта,м	91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Эфф,нефтенас,толщ,,м	16,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Эфф,водонас,толщ,,м		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Общ,эфф,толщина,м	16,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Козэфф, песч-ти, д,е	0,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Козэфф,расчлен-ти, д,е	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1,65
2,55
-1160

Горизонт	Номера скважин	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42	43	44	45
	Альтитуда (ротора), м	102,4	89,9	95,61	97,7	91,5	98,7	99,03	103,61	97,05	94,43	97,13	96,42	95,6	99,74	93,7	102,74	96,5	90,84	93,27	92,54	95,24
	Забой, м	1290	1280	1322	1295	1289	1295	1305	1710	1600	1709	1300	1352	1302	1300	1300	1300	1310,9	1285	1285	1295	1300
М-I	Карот,отм, кровля, м	1259	1240,3	1258,3	1264	1256,4	1268,1	1212,2	1367,18	1278,33	1278,91	1233,16	1246,37	1256,23	1257,3	1234,85	1253,44	1235,96	1245,11	1264,77	1256,78	1255,69
	подошва, м	1262,3	1244	1262,8	1269	1262,4	1271,6	1217,5	1370,53	1282,14	1282,27	1238,64	1250,03	1260,35	1261,57	1239,17	1257,6	1239,62	1247,7	1267,36	1261,2	1261,24
	Абс,отм, кровли, м	-1156,6	-1150,4	-1162,69	-1166,3	-1164,9	-1169,4	-1113,17	-1263,57	-1181,28	-1184,48	-1136,03	-1149,95	-1160,63	-1157,56	-1141,15	-1150,7	-1139,46	-1154,27	-1171,5	-1164,24	-1160,45
	подошва, м	-1159,9	-1154,1	-1167,19	-1171,3	-1170,9	-1172,9	-1118,47	-1266,92	-1185,09	-1187,84	-1141,51	-1153,61	-1164,75	-1161,83	-1145,47	-1154,86	-1143,12	-1156,86	-1174,09	-1168,66	-1166
	Толщина колектора,м	3,3	3,7	4,5	5	6	3,5	5,3	3,35	3,81	3,36	5,48	3,66	4,12	4,27	4,32	4,16	3,66	2,59	2,59	4,42	5,55
	Толщина горизонта,м	7,61	7,93	7,1	9,7	9,05	7,28	8,38	9,54	8,08	7,75	8,3	8,95	9	8,89	7,91	8,48	7,6	7,25	8,24	7,92	12,13
	Эфф,нефтенас,толщ,.,м	3,3	2,6	4,5	5	5,1	3,3	3,2				5,03	3,66	1,83	2,13	4,32	4,16	3,66	1,67	2,59	4,42	2,7
	Эфф,водонас,толщ,.,м								3,35	3,81	3,36			2,29	2,13							2,2
	Общ,эфф,толщина,м	3,3	2,6	4,5	5	5,1	3,3	3,2	3,35	3,81	3,36	5,03	3,66	4,12	4,26	4,32	4,16	3,66	1,67	2,59	4,42	4,9
	Козфф, песч-ти, д,е	0,43	0,33	0,63	0,52	0,56	0,45	0,38	0,35	0,47	0,43	0,61	0,41	0,46	0,48	0,55	0,49	0,48	0,23	0,31	0,56	0,40
	Козфф,расчлен-ти, д,е	1	2	1	1	3	2	3	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2
М-II	Карот,отм, кровля, м	нет кар.	нет кар.	1297,2	нет кар.	нет кар.	нет кар.	выклин.	1400,71	1318,26	1318,39	1274,15	1282,79	нет кар.	нет кар.	1270,15	замещ.	1273,61	нет кар.	нет кар.	нет кар.	нет кар.
	подошва, м	-	-	1303,3	-	-	-	-	1406,04	1324,05	1323,57	1275,67	1288,73	-	-	1279,19	-	1277,57	-	-	-	-
	Абс,отм, кровли, м	-	-	-1201,59	-	-	-	-	-1297,1	-1221,21	-1223,96	-1177,02	-1186,37	-	-	-1176,45	-	-1177,11	-	-	-	-
	подошва, м	-	-	-1207,69	-	-	-	-	-1302,43	-1227	-1229,14	-1178,54	-1192,31	-	-	-1185,49	-	-1181,07	-	-	-	-
	Толщина колектора, м	-	-	6,1	-	-	-	-	5,33	5,79	5,18	1,52	5,94	-	-	9,04	-	3,96	-	-	-	-
	Толщина горизонта,м	-	-	7,53	-	-	-	-	6,24	8,84	6,89	8,51	7,04	-	-	9,16	-	7,33	-	-	-	-
	Эфф,нефтенас,толщ,.,м	-	-		-	-	-	-				1,52		-	-	5,34	-		-	-	-	-
	Эфф,водонас,толщ,.,м	-	-	5,2	-	-	-	-	3,35	5,79	4,12		5,94	-	-	0,76	-	3,96	-	-	-	-
	Общ,эфф,толщина,м	-	-	5,2	-	-	-	-	3,35	5,79	4,12	1,52	5,94	-	-	6,1	-	3,96	-	-	-	-
	Козфф, песч-ти, д,е	-	-	0,69	-	-	-	-	0,54	0,65	0,60	0,18	0,84	-	-	0,67	-	0,54	-	-	-	-
	Козфф,расчлен-ти, д,е	-	-	3	-	-	-	-	3	1	3	1	1	-	-	4	-	1	-	-	-	-
Pz	Карот,отм, кровля, м	-	-	нет кар.	-	-	-	замещ.	замещ.	замещ.	1600,6	замещ.	замещ.	-	-	нет кар.	нет кар.	нет кар.	-	-	-	-
	подошва, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1660	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Абс,отм, кровли, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1506,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	подошва, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1565,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Толщина колектора,м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Толщина горизонта,м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Эфф,нефтенас,толщ,.,м	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Эфф,водонас,толщ,.,м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Общ,эфф,толщина,м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Козфф, песч-ти, д,е	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Козфф,расчлен-ти, д,е	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1,4
1,9
-1158

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод с другого объекта	Ввод с разведочного фонда, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	0	51	66,3	0	0	37	23	0	9	2,2	30,5	78,4
2023	0	0	0	0	0	0	51	66,3	0	0	37	29	0	9	1,6	22,7	69,3
2024	0	0	0	0	0	0	51	66,3	2	0	35	31	0	9	1,4	20,1	65,7
2025	0	0	0	0	0	0	51	66,3	1	0	34	32	0	9	1,2	18,3	61,6
2026	0	0	0	0	1	0	52	67,6	1	0	33	33	1	10	1,2	18,5	70,9
2027	0	0	0	0	0	0	52	67,6	0	0	33	33	0	10	1,2	17,5	66,8
2028	0	0	0	0	0	0	52	67,6	0	0	32	32	1	11	1,1	17,0	57,4
2029	0	0	0	1	0	0	53	68,9	1	0	32	32	0	11	1,1	17,7	59,6
2030	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	32	32	0	11	1,1	17,1	57,5
2031	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	31	31	1	12	1,1	17,0	50,8
2032	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	31	31	0	12	1,0	16,4	49,0
2033	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	31	31	0	12	1,0	15,9	47,4
2034	0	0	0	0	0	0	53	68,9	1	0	30	30	0	12	1,0	15,9	45,9
2035	0	0	0	0	0	0	53	68,9	2	0	28	28	0	12	1,0	16,6	44,8
2036	0	0	0	0	0	0	53	68,9	2	1	27	27	0	11	1,0	16,9	47,9
2037	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	27	27	0	11	1,0	16,6	47,1
2038	0	0	0	0	0	0	53	68,9	2	1	26	26	0	10	1,0	17,0	51,1
2039	0	0	0	0	0	0	53	68,9	1	0	25	25	0	10	1,0	17,4	50,3
2040	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	25	25	0	10	1,0	17,4	50,2
2041	0	0	0	0	0	0	53	68,9	1	1	25	25	0	9	0,9	17,3	55,6
2042	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	25	25	0	9	0,9	17,3	55,5
2043	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	25	25	0	9	0,9	17,3	55,3
2044	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	25	25	0	9	0,9	17,2	55,2
2045	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	25	25	0	9	0,9	17,2	55,1
2046	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	25	25	0	9	0,9	17,2	55,1
2047	0	0	0	0	0	0	53	68,9	1	1	25	25	0	8	0,8	17,2	61,9
2048	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	25	25	0	8	0,8	17,2	61,8
2049	0	0	0	0	0	0	53	68,9	1	0	24	24	0	8	0,8	17,8	61,5
2050	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,8	17,8	61,5
2051	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,8	17,8	61,5
2052	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,8	17,8	61,5
2053	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,8	17,9	61,6
2054	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,8	17,9	61,6
2055	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,8	17,9	61,7
2056	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,8	17,9	61,8
2057	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,7	18,0	61,9
2058	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	24	24	0	8	0,7	18,0	62,0
2059	0	0	0	0	0	0	53	68,9	2	0	22	22	0	8	0,8	19,4	61,1
2060	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,8	19,4	61,3
2061	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	19,5	61,5
2062	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	19,6	61,7
2063	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	19,7	62,0
2064	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	19,8	62,3
2065	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	19,9	62,6
2066	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	20,0	62,9
2067	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	20,1	63,3
2068	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	20,2	63,6
2069	0	0	0	0	0	0	53	68,9	0	0	22	22	0	8	0,7	20,4	64,1

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	15,5	0,44	2,16	2783,4	79,9	0,380	217,3	8524,6	92,9	128,8	2707,1	60	0,371	34,620
2023	13,5	0,39	1,92	2796,9	80,3	0,382	192,3	8716,9	93,0	113,9	2821,0	60	0,324	34,944
2024	12,6	0,36	1,83	2809,6	80,6	0,384	182,2	8899,1	93,1	107,9	2928,9	60	0,303	35,246
2025	11,7	0,34	1,73	2821,2	81,0	0,385	171,0	9070,1	93,2	101,2	3030,1	60	0,280	35,527
2026	13,6	0,39	2,05	2834,8	81,3	0,387	202,0	9272,1	93,3	129,5	3159,6	65	0,327	35,853
2027	12,6	0,36	1,94	2847,5	81,7	0,389	190,2	9462,3	93,4	121,9	3281,5	65	0,303	36,157
2028	11,8	0,34	1,85	2859,3	82,0	0,391	179,9	9642,2	93,4	115,2	3396,8	65	0,283	36,440
2029	12,1	0,35	1,93	2871,4	82,4	0,392	186,8	9829,0	93,5	119,6	3516,4	65	0,290	36,730
2030	11,5	0,33	1,87	2882,9	82,7	0,394	180,3	10009,3	93,6	115,4	3631,7	65	0,276	37,006
2031	10,9	0,31	1,82	2893,8	83,0	0,395	173,9	10183,2	93,7	111,3	3743,0	65	0,262	37,268
2032	10,4	0,30	1,76	2904,2	83,3	0,397	167,9	10351,1	93,8	107,4	3850,4	65	0,250	37,518
2033	9,9	0,28	1,71	2914,1	83,6	0,398	162,3	10513,4	93,9	103,8	3954,2	65	0,238	37,756
2034	9,5	0,27	1,66	2923,6	83,9	0,399	157,2	10670,6	94,0	100,5	4054,7	65	0,227	37,983
2035	9,1	0,26	1,62	2932,7	84,2	0,401	153,7	10824,3	94,1	98,2	4152,8	65	0,219	38,202
2036	8,8	0,25	1,59	2941,5	84,4	0,402	150,5	10974,8	94,2	96,1	4249,0	65	0,211	38,413
2037	8,5	0,24	1,57	2950,0	84,6	0,403	148,1	11123,0	94,2	94,6	4343,5	65	0,205	38,617
2038	8,3	0,24	1,55	2958,3	84,9	0,404	146,2	11269,2	94,3	93,3	4436,8	65	0,199	38,816
2039	8,0	0,23	1,53	2966,3	85,1	0,405	143,9	11413,1	94,4	91,8	4528,7	65	0,193	39,009
2040	7,9	0,23	1,52	2974,2	85,3	0,406	143,6	11556,6	94,5	91,6	4620,2	65	0,190	39,199
2041	7,8	0,22	1,52	2982,0	85,6	0,407	143,2	11699,9	94,6	91,3	4711,5	65	0,186	39,385
2042	7,6	0,22	1,52	2989,6	85,8	0,408	142,9	11842,8	94,7	91,1	4802,6	65	0,183	39,568
2043	7,5	0,21	1,51	2997,1	86,0	0,409	142,7	11985,5	94,8	90,9	4893,5	65	0,180	39,748
2044	7,4	0,21	1,51	3004,5	86,2	0,410	142,5	12127,9	94,8	90,7	4984,2	65	0,177	39,924
2045	7,2	0,21	1,50	3011,7	86,4	0,411	142,3	12270,2	94,9	90,6	5074,8	65	0,173	40,098
2046	7,1	0,20	1,50	3018,8	86,6	0,412	142,1	12412,3	95,0	90,4	5165,2	65	0,170	40,268
2047	7,0	0,20	1,50	3025,8	86,8	0,413	142,0	12554,3	95,1	90,3	5255,6	65	0,168	40,436
2048	6,9	0,20	1,49	3032,6	87,0	0,414	141,9	12696,2	95,2	90,3	5345,8	65	0,165	40,600
2049	6,7	0,19	1,48	3039,3	87,2	0,415	141,1	12837,4	95,2	89,7	5435,6	65	0,161	40,761
2050	6,6	0,19	1,48	3045,9	87,4	0,416	141,2	12978,6	95,3	89,7	5525,3	65	0,158	40,920
2051	6,5	0,19	1,48	3052,4	87,6	0,417	141,3	13119,8	95,4	89,8	5615,1	65	0,156	41,075
2052	6,4	0,18	1,47	3058,8	87,8	0,418	141,4	13261,2	95,5	89,8	5704,9	65	0,153	41,228
2053	6,3	0,18	1,47	3065,1	88,0	0,419	141,5	13402,8	95,6	89,9	5794,7	65	0,151	41,379
2054	6,2	0,18	1,47	3071,2	88,1	0,419	141,7	13544,5	95,6	90,0	5884,7	65	0,148	41,527
2055	6,1	0,17	1,47	3077,3	88,3	0,420	142,0	13686,5	95,7	90,1	5974,8	65	0,15	41,67
2056	6,0	0,17	1,46	3083,3	88,5	0,421	142,2	13828,7	95,8	90,2	6065,0	65	0,14	41,82
2057	5,9	0,17	1,46	3089,1	88,6	0,422	142,6	13971,3	95,9	90,4	6155,4	65	0,14	41,96
2058	5,8	0,17	1,46	3094,9	88,8	0,423	142,9	14114,2	96,0	90,6	6246,0	65	0,14	42,09
2059	5,6	0,16	1,43	3100,5	89,0	0,423	140,7	14254,9	96,0	89,2	6335,2	65	0,13	42,23
2060	5,5	0,16	1,43	3106,0	89,1	0,424	141,2	14396,1	96,1	89,5	6424,6	65	0,13	42,36
2061	5,4	0,15	1,42	3111,4	89,3	0,425	141,8	14537,9	96,2	89,8	6514,4	65	0,13	42,49
2062	5,3	0,15	1,42	3116,7	89,4	0,426	142,4	14680,2	96,3	90,1	6604,5	65	0,13	42,62
2063	5,2	0,15	1,42	3121,9	89,6	0,426	143,0	14823,2	96,3	90,5	6695,0	65	0,13	42,74
2064	5,1	0,15	1,42	3127,0	89,7	0,427	143,7	14966,9	96,4	90,9	6785,9	65	0,12	42,87
2065	5,1	0,15	1,41	3132,1	89,9	0,428	144,4	15111,4	96,5	91,3	6877,3	65	0,12	42,99
2066	5,0	0,14	1,41	3137,1	90,0	0,428	145,2	15256,6	96,6	91,8	6969,1	65	0,12	43,11
2067	4,9	0,14	1,41	3142,0	90,2	0,429	146,1	15402,7	96,6	92,4	7061,4	65	0,12	43,22
2068	4,8	0,14	1,41	3146,8	90,3	0,430	147,1	15549,8	96,7	92,9	7154,4	65	0,12	43,34
2069	4,7	0,14	1,40	3151,6	90,4	0,430	148,1	15697,9	96,8	93,5	7247,9	65	0,11	43,45

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с консервации, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Переваод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,7	101,3	0,0
2023	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,4	100,7	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,2	99,5	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,0	99,1	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,0	110,1	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	0,9	53,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	0,4	28,9	0,0
2029	0	0	0	0	0	1	6	8,1	1	0	1	1	0	0	3,0	212,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,9	219,5	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,7	107,7	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,6	107,4	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,4	107,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	2	2	0	0	3,0	136,2	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,9	134,5	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,8	132,7	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,6	130,9	0,0
2038	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	3	3	0	0	2,7	137,4	0,0
2039	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	4	4	0	0	3,0	155,9	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,9	150,7	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,8	145,8	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,6	140,9	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,5	136,3	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,4	131,8	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,3	127,4	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,2	123,2	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,1	119,1	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,0	115,2	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,0	111,3	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,9	107,7	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,8	104,1	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,7	100,7	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,7	97,3	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,6	94,1	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,5	91,0	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,5	88,0	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,4	85,1	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,3	82,2	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,3	79,5	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,2	76,9	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,2	74,4	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,1	71,9	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,1	69,5	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,0	67,2	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,0	65,0	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,0	62,9	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	0,9	60,8	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	0,9	58,8	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	0,8	56,8	0,0

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	0,8	0,2	0,7	229,6	66,7	0,360	31,4	881,3	97,4	0,0	51,8	0	0,024	6,606
2023	0,7	0,2	0,6	230,3	66,9	0,361	29,4	910,7	97,6	0,0	51,8	0	0,020	6,626
2024	0,6	0,2	0,6	231,0	67,0	0,362	29,1	939,8	97,8	0,0	51,8	0	0,018	6,644
2025	0,6	0,2	0,5	231,5	67,2	0,363	28,9	968,7	98,0	0,0	51,8	0	0,016	6,660
2026	0,6	0,17	0,52	232,1	67,38	0,364	32,2	1000,9	98,2	0,0	51,8	0	0,017	6,677
2027	0,3	0,09	0,26	232,4	67,46	0,364	17,5	1018,4	98,3	0,0	51,8	0	0,008	6,685
2028	0,1	0,04	0,13	232,6	67,51	0,365	9,5	1027,9	98,5	0,0	51,8	0	0,004	6,690
2029	1,0	0,29	0,89	233,6	67,79	0,366	70,1	1098,0	98,6	0,0	51,8	0	0,028	6,718
2030	0,9	0,27	0,85	234,5	68,07	0,368	72,5	1170,5	98,7	0,0	51,8	0	0,027	6,745
2031	0,9	0,26	0,81	235,4	68,33	0,369	35,6	1206,1	97,5	0,0	51,8	0	0,025	6,770
2032	0,8	0,25	0,78	236,3	68,57	0,370	35,5	1241,6	97,6	0,0	51,8	0	0,024	6,794
2033	0,8	0,23	0,75	237,1	68,81	0,372	35,3	1276,9	97,7	0,0	51,8	0	0,023	6,817
2034	2,0	0,58	1,85	239,0	69,39	0,375	90,0	1366,9	97,8	0,0	51,8	0	0,057	6,874
2035	1,9	0,55	1,80	240,9	69,94	0,378	88,8	1455,8	97,9	0,0	51,8	0	0,054	6,928
2036	1,8	0,53	1,76	242,8	70,47	0,381	87,7	1543,4	97,9	0,0	51,8	0	0,052	6,980
2037	1,7	0,50	1,71	244,5	70,97	0,383	86,5	1629,9	98,0	0,0	51,8	0	0,050	7,030
2038	2,7	0,77	2,65	247,2	71,74	0,387	136,2	1766,1	98,1	0,0	51,8	0	0,076	7,105
2039	4,0	1,15	4,07	251,1	72,89	0,394	206,0	1972,1	98,1	0,0	51,8	0	0,113	7,218
2040	3,8	1,10	4,07	254,9	73,99	0,400	199,2	2171,3	98,1	0,0	51,8	0	0,108	7,326
2041	3,6	1,06	4,06	258,6	75,05	0,405	192,6	2363,8	98,1	0,0	51,8	0	0,104	7,430
2042	3,5	1,01	4,06	262,0	76,06	0,411	186,2	2550,1	98,1	0,0	51,8	0	0,099	7,530
2043	3,3	0,97	4,05	265,4	77,03	0,416	180,0	2730,1	98,1	0,0	51,8	0	0,095	7,625
2044	3,2	0,93	4,05	268,6	77,96	0,421	174,1	2904,2	98,2	0,0	51,8	0	0,091	7,716
2045	3,1	0,89	4,05	271,7	78,85	0,426	168,3	3072,5	98,2	0,0	51,8	0	0,088	7,804
2046	2,9	0,85	4,04	274,6	79,71	0,430	162,8	3235,3	98,2	0,0	51,8	0	0,084	7,888
2047	2,8	0,82	4,04	277,4	80,53	0,435	157,4	3392,7	98,2	0,0	51,8	0	0,080	7,968
2048	2,7	0,79	4,03	280,1	81,31	0,439	152,2	3544,8	98,2	0,0	51,8	0	0,077	8,045
2049	2,6	0,75	4,03	282,7	82,07	0,443	147,1	3691,9	98,2	0,0	51,8	0	0,074	8,119
2050	2,5	0,72	4,03	285,2	82,79	0,447	142,3	3834,2	98,3	0,0	51,8	0	0,071	8,190
2051	2,4	0,69	4,02	287,6	83,48	0,451	137,5	3971,7	98,3	0,0	51,8	0	0,068	8,258
2052	2,3	0,66	4,02	289,9	84,15	0,454	133,0	4104,7	98,3	0,0	51,8	0	0,065	8,323
2053	2,2	0,64	4,01	292,1	84,78	0,458	128,6	4233,3	98,3	0,0	51,8	0	0,062	8,386
2054	2,1	0,61	4,01	294,2	85,39	0,461	124,3	4357,7	98,3	0,0	51,8	0	0,06	8,45
2055	2,0	0,58	4,00	296,2	85,98	0,464	120,2	4477,9	98,3	0,0	51,8	0	0,06	8,50
2056	1,9	0,56	4,00	298,1	86,54	0,467	116,2	4594,1	98,3	0,0	51,8	0	0,06	8,56
2057	1,9	0,54	3,99	300,0	87,07	0,470	112,4	4706,5	98,4	0,0	51,8	0	0,05	8,61
2058	1,8	0,52	3,98	301,8	87,59	0,473	108,7	4815,2	98,4	0,0	51,8	0	0,05	8,66
2059	1,7	0,49	3,98	303,5	88,08	0,476	105,1	4920,3	98,4	0,0	51,8	0	0,05	8,71
2060	1,6	0,47	3,97	305,1	88,56	0,478	101,6	5021,9	98,4	0,0	51,8	0	0,05	8,76
2061	1,6	0,45	3,97	306,7	89,01	0,481	98,2	5120,1	98,4	0,0	51,8	0	0,04	8,80
2062	1,5	0,44	3,96	308,2	89,45	0,483	95,0	5215,1	98,4	0,0	51,8	0	0,04	8,84
2063	1,4	0,42	3,95	309,6	89,86	0,485	91,9	5307,0	98,4	0,0	51,8	0	0,04	8,88
2064	1,4	0,40	3,95	311,0	90,26	0,487	88,8	5395,8	98,4	0,0	51,8	0	0,04	8,92
2065	1,3	0,38	3,94	312,3	90,65	0,489	85,9	5481,7	98,5	0,0	51,8	0	0,04	8,96
2066	1,3	0,37	3,93	313,6	91,01	0,491	83,1	5564,7	98,5	0,0	51,8	0	0,04	9,00
2067	1,2	0,35	3,92	314,8	91,37	0,493	80,3	5645,1	98,5	0,0	51,8	0	0,03	9,03
2068	1,2	0,34	3,92	315,9	91,70	0,495	77,7	5722,7	98,5	0,0	51,8	0	0,03	9,07
2069	1,1	0,32	3,91	317,1	92,03	0,497	75,1	5797,8	98,5	0,0	51,8	0	0,03	9,10

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	38	24	0	9	2,2	33,4	56,0
2023	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	38	30	0	9	1,6	25,3	49,5
2024	0	0	0	0	0	56	72,8	2	0	36	32	0	9	1,4	22,6	46,9
2025	0	0	0	0	0	56	72,8	1	0	35	33	0	9	1,3	20,7	44,0
2026	0	0	0	1	0	56	72,8	1	0	34	34	1	10	1,3	20,8	50,7
2027	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	34	34	0	10	1,2	18,5	47,7
2028	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	33	33	1	11	1,1	17,4	41,0
2029	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	33	33	0	11	1,2	23,6	42,6
2030	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	33	33	0	11	1,1	23,2	41,1
2031	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	32	32	1	12	1,1	19,8	36,3
2032	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	32	32	0	12	1,1	19,2	35,0
2033	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	32	32	0	12	1,0	18,7	33,8
2034	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	32	32	0	12	1,1	23,4	32,8
2035	0	0	0	0	0	56	72,8	2	0	30	30	0	12	1,1	24,5	32,0
2036	0	0	0	0	0	56	72,8	2	1	29	29	0	11	1,1	24,9	34,2
2037	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	11	1,1	24,5	33,7
2038	0	0	0	0	0	56	72,8	1	1	29	29	0	10	1,1	29,5	36,5
2039	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	10	1,3	36,5	35,9
2040	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	10	1,2	35,8	35,8
2041	0	0	0	0	0	56	72,8	1	1	29	29	0	9	1,2	35,1	39,7
2042	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	9	1,2	34,4	39,6
2043	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	9	1,1	33,7	39,5
2044	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	9	1,1	33,0	39,5
2045	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	9	1,1	32,4	39,4
2046	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	9	1,0	31,8	39,3
2047	0	0	0	0	0	56	72,8	1	1	29	29	0	8	1,0	31,3	44,2
2048	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	29	29	0	8	1,0	30,7	44,2
2049	0	0	0	0	0	56	72,8	1	0	28	28	0	8	1,0	31,2	43,9
2050	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	1,0	30,6	43,9
2051	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	1,0	30,1	43,9
2052	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	0,9	29,7	43,9
2053	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	0,9	29,2	44,0
2054	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	0,9	28,8	44,0
2055	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	0,9	28,3	44,1
2056	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	0,9	27,9	44,1
2057	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	0,8	27,6	44,2
2058	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	28	28	0	8	0,8	27,2	44,3
2059	0	0	0	0	0	56	72,8	2	0	26	26	0	8	0,8	28,6	43,6
2060	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,8	28,3	43,8
2061	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,8	27,9	43,9
2062	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,8	27,6	44,1
2063	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,8	27,3	44,3
2064	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,8	27,1	44,5
2065	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,7	26,8	44,7
2066	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,7	26,6	44,9
2067	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,7	26,4	45,2
2068	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,7	26,2	45,5
2069	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	26	26	0	8	0,7	26,0	45,8

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	16,3	0,4	2,0	3014,6	78,69	0,376	248,8	9406,1	93,5	128,8	2758,9	46,8	0,395	41,226
2023	14,2	0,4	1,7	3028,8	79,06	0,378	221,7	9627,7	93,6	113,9	2872,8	46,4	0,344	41,569
2024	13,3	0,3	1,7	3042,1	79,40	0,380	211,3	9839,0	93,7	107,9	2980,7	46,2	0,321	41,890
2025	12,3	0,3	1,6	3054,3	79,72	0,381	199,9	10039,0	93,9	101,2	3081,9	45,8	0,297	42,187
2026	14,2	0,4	1,8	3068,5	80,09	0,383	234,2	10273,1	93,9	129,5	3211,4	50,0	0,343	42,530
2027	12,9	0,3	1,7	3081,5	80,43	0,384	207,8	10480,9	93,8	121,9	3333,3	53,1	0,312	42,842
2028	11,9	0,3	1,6	3093,4	80,74	0,386	189,5	10670,3	93,7	115,2	3448,6	55,0	0,287	43,130
2029	13,1	0,3	1,8	3106,5	81,08	0,388	256,9	10927,2	94,9	119,6	3568,2	42,2	0,318	43,448
2030	12,4	0,3	1,7	3118,9	81,41	0,389	252,8	11180,0	95,1	115,4	3683,5	41,4	0,303	43,750
2031	11,8	0,3	1,7	3130,7	81,72	0,391	209,5	11389,4	94,4	111,3	3794,8	48,1	0,288	44,038
2032	11,3	0,3	1,6	3142,0	82,01	0,392	203,4	11592,8	94,5	107,4	3902,2	47,8	0,274	44,312
2033	10,7	0,3	1,6	3152,7	82,29	0,393	197,7	11790,5	94,6	103,8	4006,0	47,6	0,261	44,573
2034	11,5	0,3	1,7	3164,2	82,59	0,395	247,2	12037,7	95,4	100,5	4106,5	36,9	0,284	44,857
2035	11,0	0,3	1,7	3175,2	82,88	0,396	242,5	12280,2	95,5	98,2	4204,6	36,8	0,273	45,130
2036	10,6	0,3	1,6	3185,8	83,15	0,397	238,2	12518,4	95,5	96,1	4300,8	36,7	0,263	45,393
2037	10,3	0,3	1,6	3196,1	83,42	0,399	234,7	12753,1	95,6	94,6	4395,3	36,6	0,254	45,647
2038	10,9	0,3	1,7	3207,0	83,71	0,400	282,4	13035,5	96,1	93,3	4488,6	30,1	0,275	45,922
2039	12,0	0,3	1,9	3219,0	84,02	0,402	349,9	13385,4	96,6	91,8	4580,5	23,9	0,306	46,228
2040	11,7	0,3	1,9	3230,7	84,33	0,403	342,7	13728,1	96,6	91,6	4672,0	24,3	0,298	46,525
2041	11,4	0,3	1,9	3242,1	84,62	0,405	335,8	14063,9	96,6	91,3	4763,3	24,8	0,290	46,815
2042	11,1	0,3	1,9	3253,2	84,91	0,406	329,1	14393,0	96,6	91,1	4854,4	25,2	0,282	47,098
2043	10,8	0,3	1,9	3264,0	85,20	0,407	322,7	14715,8	96,6	90,9	4945,3	25,7	0,275	47,373
2044	10,6	0,3	1,9	3274,6	85,47	0,409	316,5	15032,3	96,7	90,7	5036,0	26,1	0,268	47,641
2045	10,3	0,3	1,9	3284,9	85,74	0,410	310,6	15342,9	96,7	90,6	5126,6	26,6	0,261	47,902
2046	10,0	0,3	1,8	3295,0	86,00	0,411	304,9	15647,8	96,7	90,4	5217,0	27,0	0,254	48,156
2047	9,8	0,3	1,8	3304,8	86,26	0,412	299,4	15947,1	96,7	90,3	5307,4	27,5	0,248	48,404
2048	9,6	0,2	1,8	3314,3	86,51	0,414	294,1	16241,2	96,7	90,3	5397,6	28,0	0,242	48,646
2049	9,3	0,2	1,8	3323,6	86,75	0,415	288,3	16529,5	96,8	89,7	5487,4	28,4	0,235	48,881
2050	9,1	0,2	1,8	3332,7	86,99	0,416	283,4	16812,9	96,8	89,7	5577,1	28,9	0,229	49,110
2051	8,9	0,2	1,8	3341,6	87,22	0,417	278,8	17091,8	96,8	89,8	5666,9	29,4	0,224	49,334
2052	8,7	0,2	1,8	3350,2	87,45	0,418	274,4	17366,1	96,8	89,8	5756,7	29,9	0,218	49,552
2053	8,5	0,2	1,8	3358,7	87,67	0,419	270,1	17636,3	96,9	89,9	5846,5	30,3	0,213	49,765
2054	8,3	0,2	1,8	3367,0	87,88	0,420	266,1	17902,3	96,9	90,0	5936,5	30,8	0,208	49,973
2055	8,1	0,2	1,7	3375,1	88,09	0,421	262,2	18164,5	96,9	90,1	6026,6	31,3	0,203	50,18
2056	7,9	0,2	1,7	3383,0	88,30	0,422	258,5	18423,0	96,9	90,2	6116,8	31,8	0,198	50,37
2057	7,7	0,2	1,7	3390,7	88,50	0,423	254,9	18677,9	97,0	90,4	6207,2	32,4	0,194	50,57
2058	7,5	0,2	1,7	3398,2	88,70	0,424	251,6	18929,5	97,0	90,6	6297,8	32,9	0,189	50,76
2059	7,3	0,2	1,7	3405,5	88,89	0,425	245,8	19175,4	97,0	89,2	6387,0	33,1	0,182	50,94
2060	7,1	0,2	1,7	3412,6	89,07	0,426	242,8	19418,2	97,1	89,5	6476,4	33,6	0,178	51,12
2061	7,0	0,2	1,7	3419,6	89,26	0,427	240,0	19658,2	97,1	89,8	6566,2	34,1	0,174	51,29
2062	6,8	0,2	1,7	3426,4	89,43	0,427	237,3	19895,5	97,1	90,1	6656,3	34,7	0,170	51,46
2063	6,7	0,2	1,6	3433,0	89,61	0,428	234,8	20130,4	97,2	90,5	6746,8	35,2	0,166	51,63
2064	6,5	0,2	1,6	3439,6	89,78	0,429	232,5	20362,9	97,2	90,9	6837,7	35,7	0,163	51,79
2065	6,4	0,2	1,6	3445,9	89,94	0,430	230,3	20593,2	97,2	91,3	6929,1	36,2	0,159	51,95
2066	6,2	0,2	1,6	3452,2	90,11	0,431	228,3	20821,5	97,3	91,8	7020,9	36,7	0,156	52,10
2067	6,1	0,2	1,6	3458,3	90,27	0,431	226,4	21048,0	97,3	92,4	7113,2	37,3	0,152	52,26
2068	6,0	0,2	1,6	3464,3	90,42	0,432	224,7	21272,7	97,3	92,9	7206,2	37,8	0,149	52,41
2069	5,9	0,2	1,6	3470,2	90,58	0,433	223,2	21495,9	97,4	93,5	7299,7	38,3	0,146	52,55

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод с другого объекта	Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	0	51	66,3	0	0	37	23	0	9	2,2	30,5	68,0
2023	0	0	0	0	0	0	51	66,3	0	0	37	29	0	9	1,6	22,7	60,1
2024	0	0	0	0	0	0	51	66,3	2	0	35	31	0	9	1,4	20,1	56,9
2025	1	1	0	0	0	0	52	67,6	1	0	35	33	0	9	1,3	18,7	56,2
2026	1	1	0	0	1	0	54	70,2	1	0	35	35	1	10	1,3	19,4	66,7
2027	2	2	0	0	0	0	56	72,8	0	0	37	37	0	10	1,3	19,7	71,7
2028	2	2	0	0	0	1	58	75,4	0	0	38	38	1	11	1,6	23,6	87,3
2029	0	0	0	1	0	0	59	76,7	1	0	38	38	0	11	1,6	24,2	89,5
2030	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	38	38	0	11	1,5	23,8	87,9
2031	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	37	37	1	12	1,5	24,0	79,0
2032	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	37	37	0	12	1,5	23,5	77,5
2033	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	37	37	0	12	1,4	23,0	75,9
2034	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	0	36	36	0	12	1,4	23,2	74,4
2035	0	0	0	0	0	0	59	76,7	2	0	34	34	0	12	1,4	24,2	73,2
2036	0	0	0	0	0	0	59	76,7	2	1	33	33	0	11	1,4	24,6	78,6
2037	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	33	33	0	11	1,4	24,3	77,6
2038	0	0	0	0	0	0	59	76,7	2	1	32	32	0	10	1,4	24,8	84,5
2039	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	0	31	31	0	10	1,4	25,3	83,5
2040	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	31	31	0	10	1,4	25,2	83,1
2041	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	1	31	31	0	9	1,3	25,1	92,0
2042	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	31	31	0	9	1,3	25,0	91,6
2043	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	31	31	0	9	1,3	24,9	91,1
2044	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	31	31	0	9	1,3	24,8	90,7
2045	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	31	31	0	9	1,2	24,7	90,3
2046	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	31	31	0	9	1,2	24,6	90,0
2047	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	1	31	31	0	8	1,2	24,5	100,9
2048	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	31	31	0	8	1,2	24,4	100,6
2049	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	0	30	30	0	8	1,2	25,1	100,0
2050	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,2	25,1	99,8
2051	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,1	25,1	99,7
2052	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,1	25,0	99,5
2053	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,1	25,0	99,4
2054	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,1	25,0	99,3
2055	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,1	25,0	99,3
2056	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,0	25,0	99,3
2057	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,0	25,0	99,4
2058	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	30	30	0	8	1,0	25,1	99,5
2059	0	0	0	0	0	0	59	76,7	2	0	28	28	0	8	1,0	26,6	98,6
2060	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	28	28	0	8	1,0	26,7	98,8
2061	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	0	27	27	0	8	1,0	27,7	98,7
2062	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	1,0	27,8	99,1
2063	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	1,0	27,9	99,5
2064	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	1,0	28,0	99,9
2065	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	1,0	28,1	100,3
2066	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,9	28,3	100,9
2067	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,9	28,5	101,4
2068	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,9	28,6	102,0
2069	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,9	28,8	102,7
2070	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,9	29,0	103,4
2071	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,9	29,3	104,1
2072	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,9	29,5	104,9
2073	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,8	29,7	105,6
2074	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,8	29,9	106,4
2075	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,8	30,1	107,2
2076	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,8	30,4	108,0
2077	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,8	30,7	109,0
2078	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,8	31,0	109,9
2079	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	27	27	0	8	0,7	31,3	111,0
2080	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	0	26	26	0	8	0,8	32,6	111,3
2081	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	26	26	0	8	0,7	32,9	112,2
2082	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	26	26	0	8	0,7	33,2	113,3
2083	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	26	26	0	8	0,7	33,5	114,4
2084	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	0	25	25	0	8	0,7	35,0	114,9
2085	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	25	25	0	8	0,7	35,4	116,2
2086	0	0	0	0	0	0	59	76,7	0	0	25	25	0	8	0,7	35,9	117,7
2087	0	0	0	0	0	0	59	76,7	1	1	25	25	0	7	0,7	36,3	136,1
2088	0	0	0	0	0	0	59	76,7	2	0	23	23	0	7	0,7	39,6	136,5

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 2

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	15,5	0,4	2,2	2783,4	79,9	0,380	217,3	8524,6	92,9	111,6	2690,0	52	0,371	34,620
2023	13,5	0,4	1,9	2796,9	80,3	0,382	192,3	8716,9	93,0	98,7	2788,7	52	0,324	34,944
2024	12,6	0,4	1,8	2809,6	80,6	0,384	182,2	8899,1	93,1	93,5	2882,2	52	0,303	35,246
2025	12,4	0,4	1,8	2822,0	81,0	0,385	180,0	9079,1	93,1	92,4	2974,6	52	0,298	35,544
2026	15,4	0,4	2,3	2837,4	81,4	0,388	224,2	9303,4	93,1	121,7	3096,3	55	0,369	35,914
2027	16,3	0,5	2,5	2853,7	81,9	0,390	241,2	9544,5	93,2	130,8	3227,1	55	0,392	36,306
2028	19,9	0,6	3,1	2873,6	82,5	0,392	296,3	9840,8	93,3	175,3	3402,4	60	0,477	36,783
2029	20,0	0,6	3,3	2893,5	83,0	0,395	303,9	10144,7	93,4	179,7	3582,1	60	0,479	37,262
2030	19,2	0,6	3,2	2912,7	83,6	0,398	298,4	10443,2	93,6	176,4	3758,4	60	0,461	37,723
2031	18,5	0,5	3,2	2931,2	84,1	0,400	293,1	10736,2	93,7	173,1	3931,5	60	0,443	38,166
2032	17,8	0,5	3,2	2949,0	84,6	0,403	287,4	11023,7	93,8	169,7	4101,2	60	0,426	38,592
2033	17,1	0,5	3,2	2966,1	85,1	0,405	281,6	11305,2	93,9	166,1	4267,4	60	0,411	39,003
2034	16,5	0,5	3,2	2982,6	85,6	0,407	276,1	11581,3	94,0	162,9	4430,2	60	0,396	39,399
2035	16,0	0,5	3,2	2998,6	86,0	0,410	271,7	11853,1	94,1	160,2	4590,4	60	0,384	39,783
2036	15,5	0,4	3,2	3014,1	86,5	0,412	267,7	12120,7	94,2	157,8	4748,2	60	0,373	40,155
2037	15,1	0,4	3,2	3029,2	86,9	0,414	264,6	12385,3	94,3	155,9	4904,1	60	0,363	40,518
2038	14,7	0,4	3,2	3043,9	87,3	0,416	261,9	12647,2	94,4	154,2	5058,3	60	0,353	40,871
2039	14,3	0,4	3,2	3058,3	87,8	0,418	258,8	12906,0	94,5	152,4	5210,7	60	0,344	41,215
2040	14,0	0,4	3,3	3072,3	88,2	0,420	257,7	13163,7	94,6	151,7	5362,4	60	0,337	41,552
2041	13,8	0,4	3,3	3086,1	88,6	0,421	256,7	13420,4	94,6	151,0	5513,4	60	0,330	41,883
2042	13,5	0,4	3,4	3099,6	88,9	0,423	255,8	13676,2	94,7	150,4	5663,8	60	0,324	42,207
2043	13,2	0,4	3,4	3112,8	89,3	0,425	254,6	13930,7	94,8	149,7	5813,5	60	0,317	42,524
2044	12,9	0,4	3,5	3125,7	89,7	0,427	253,5	14184,2	94,9	149,0	5962,5	60	0,311	42,835
2045	12,7	0,4	3,5	3138,4	90,1	0,429	252,5	14436,7	95,0	148,4	6110,9	60	0,304	43,139
2046	12,4	0,4	3,6	3150,9	90,4	0,430	251,7	14688,4	95,1	147,8	6258,7	60	0,298	43,438
2047	12,2	0,3	3,6	3163,1	90,8	0,432	250,9	14939,3	95,1	147,3	6406,0	60	0,292	43,730
2048	11,9	0,3	3,7	3175,0	91,1	0,434	250,2	15189,5	95,2	146,9	6552,8	60	0,287	44,017
2049	11,7	0,3	3,8	3186,7	91,4	0,435	249,0	15438,5	95,3	146,1	6698,9	60	0,280	44,297
2050	11,5	0,3	3,8	3198,1	91,8	0,437	248,6	15687,0	95,4	145,8	6844,7	60	0,275	44,572
2051	11,2	0,3	3,9	3209,4	92,1	0,438	248,2	15935,3	95,5	145,6	6990,2	60	0,270	44,842
2052	11,0	0,3	4,0	3220,4	92,4	0,440	247,9	16183,2	95,6	145,3	7135,5	60	0,265	45,107
2053	10,8	0,3	4,1	3231,2	92,7	0,441	247,7	16430,8	95,6	145,1	7280,6	60	0,260	45,366
2054	10,6	0,3	4,2	3241,8	93,0	0,443	247,5	16678,4	95,7	145,0	7425,6	60	0,255	45,621
2055	10,4	0,3	4,3	3252,2	93,3	0,444	247,5	16925,9	95,8	144,9	7570,6	60	0,250	45,871
2056	10,2	0,3	4,4	3262,5	93,6	0,446	247,7	17173,6	95,9	145,0	7715,5	60	0,245	46,116
2057	10,0	0,3	4,5	3272,5	93,9	0,447	247,9	17421,5	96,0	145,1	7860,6	60	0,241	46,357
2058	9,9	0,3	4,6	3282,3	94,2	0,448	248,3	17669,7	96,0	145,2	8005,8	60	0,236	46,593
2059	9,6	0,3	4,7	3291,9	94,5	0,450	246,1	17915,8	96,1	143,9	8149,7	60	0,230	46,823
2060	9,4	0,3	4,9	3301,3	94,7	0,451	246,7	18162,5	96,2	144,2	8293,9	60	0,226	47,049
2061	9,2	0,3	5,0	3310,5	95,0	0,452	246,7	18409,2	96,3	144,2	8438,1	60	0,221	47,270
2062	9,1	0,3	5,2	3319,6	95,3	0,453	247,6	18656,8	96,3	144,7	8582,7	60	0,217	47,487
2063	8,9	0,3	5,4	3328,5	95,5	0,455	248,6	18905,4	96,4	145,2	8727,9	60	0,214	47,701
2064	8,7	0,3	5,6	3337,2	95,8	0,456	249,8	19155,2	96,5	145,8	8873,7	60	0,210	47,911
2065	8,6	0,2	5,8	3345,8	96,0	0,457	251,0	19406,2	96,6	146,5	9020,2	60	0,206	48,117
2066	8,5	0,2	6,1	3354,3	96,2	0,458	252,4	19658,6	96,6	147,2	9167,5	60	0,203	48,320
2067	8,3	0,2	6,4	3362,6	96,5	0,459	253,9	19912,5	96,7	148,1	9315,5	60	0,200	48,520
2068	8,2	0,2	6,7	3370,8	96,7	0,460	255,5	20167,9	96,8	149,0	9464,5	60	0,196	48,716
2069	8,0	0,2	7,0	3378,8	97,0	0,461	257,2	20425,1	96,9	149,9	9614,4	60	0,193	48,909
2070	7,9	0,2	7,4	3386,7	97,2	0,463	259,0	20684,2	96,9	150,9	9765,4	60	0,190	49,098
2071	7,8	0,2	7,9	3394,5	97,4	0,464	260,9	20945,1	97,0	152,0	9917,4	60	0,186	49,285
2072	7,6	0,2	8,4	3402,1	97,6	0,465	263,0	21208,1	97,1	153,1	10070,5	60	0,183	49,468
2073	7,5	0,2	9,0	3409,6	97,8	0,466	264,8	21472,9	97,2	154,2	10224,7	60	0,180	49,648
2074	7,4	0,2	9,8	3417,0	98,0	0,467	266,9	21739,8	97,2	155,3	10380,0	60	0,177	49,825
2075	7,2	0,2	10,6	3424,2	98,3	0,468	268,9	22008,7	97,3	156,4	10536,4	60	0,173	49,998
2076	7,1	0,2	11,6	3431,3	98,5	0,469	271,1	22279,8	97,4	157,7	10694,1	60	0,170	50,168
2077	6,9	0,2	12,9	3438,2	98,7	0,470	273,6	22553,4	97,5	159,1	10853,2	60	0,167	50,335
2078	6,8	0,2	14,6	3445,0	98,9	0,471	276,1	22829,5	97,5	160,5	11013,7	60	0,164	50,498
2079	6,7	0,2	16,7	3451,7	99,0	0,471	279,0	23108,5	97,6	162,1	11175,8	60	0,160	50,659
2080	6,5	0,2	19,6	3458,3	99,2	0,472	279,8	23388,2	97,7	162,5	11338,4	60	0,157	50,815
2081	6,4	0,2	23,9	3464,7	99,4	0,473	282,2	23670,4	97,7	163,9	11502,3	60	0,154	50,969
2082	6,3	0,2	30,9	3470,9	99,6	0,474	284,8	23955,2	97,8	165,4	11667,6	60	0,151	51,120
2083	6,2	0,2	43,8	3477,1	99,8	0,475	287,7	24242,9	97,9	167,0	11834,6	60	0,148	51,268
2084	6,0	0,2	76,1	3483,1	99,9	0,476	289,1	24532,0	97,9	167,8	12002,4	60	0,144	51,412

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с консервации, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Переаод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,7	101,3	0,0
2023	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,4	100,7	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,2	99,5	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,0	99,1	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,0	110,1	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	0,9	53,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	0,4	28,9	0,0
2029	0	0	0	0	0	1	6	8,1	1	0	1	1	0	0	3,0	212,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,9	219,5	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,7	107,7	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,6	107,4	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,4	107,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	2	2	0	0	3,0	136,2	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,9	134,5	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,8	132,7	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,6	130,9	0,0
2038	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	3	3	0	0	2,7	137,4	0,0
2039	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	4	4	0	0	3,0	155,9	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,9	150,7	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,8	145,8	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,6	140,9	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,5	136,3	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,4	131,8	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,3	127,4	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,2	123,2	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,1	119,1	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,0	115,2	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,0	111,3	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,9	107,7	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,8	104,1	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,7	100,7	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,7	97,3	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,6	94,1	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,5	91,0	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,5	88,0	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,4	85,1	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,3	82,2	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,3	79,5	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,2	76,9	0,0
2061	0	0	0	0	0	1	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,8	112,6	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,7	108,4	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,6	103,7	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,6	99,2	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,5	94,9	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,4	90,8	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,4	86,9	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,3	83,1	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,2	79,6	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,2	76,1	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,1	72,8	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,1	69,7	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,0	66,7	0,0
2074	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,0	63,8	0,0
2075	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	61,1	0,0
2076	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	58,5	0,0
2077	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	55,9	0,0
2078	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,8	53,5	0,0
2079	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,8	51,3	0,0
2080	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	49,1	0,0
2081	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	47,0	0,0
2082	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	44,9	0,0
2083	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	43,0	0,0
2084	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	41,2	0,0
2085	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	39,4	0,0
2086	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	37,7	0,0
2087	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,5	36,1	0,0
2088	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,5	34,6	0,0

Таблица 4.1.10- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 2

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	0,8	0,2	0,7	229,6	66,7	0,360	31,4	881,3	97,4	0,0	51,8	0	0,024	0,024
2023	0,7	0,2	0,6	230,3	66,9	0,361	29,4	910,7	97,6	0,0	51,8	0	0,020	0,044
2024	0,6	0,2	0,6	231,0	67,0	0,362	29,1	939,8	97,8	0,0	51,8	0	0,018	0,062
2025	0,6	0,2	0,5	231,5	67,2	0,363	28,9	968,7	98,0	0,0	51,8	0	0,016	0,078
2026	0,6	0,2	0,5	232,1	67,4	0,364	32,2	1000,9	98,2	0,0	51,8	0	0,017	0,095
2027	0,3	0,1	0,3	232,4	67,5	0,364	17,5	1018,4	98,3	0,0	51,8	0	0,008	0,103
2028	0,1	0,0	0,1	232,6	67,5	0,365	9,5	1027,9	98,5	0,0	51,8	0	0,004	0,108
2029	1,0	0,3	0,9	233,6	67,8	0,366	70,1	1098,0	98,6	0,0	51,8	0	0,028	0,136
2030	0,9	0,3	0,8	234,5	68,1	0,368	72,5	1170,5	98,7	0,0	51,8	0	0,027	0,163
2031	0,9	0,3	0,8	235,4	68,3	0,369	35,6	1206,1	97,5	0,0	51,8	0	0,025	0,188
2032	0,8	0,2	0,8	236,3	68,6	0,370	35,5	1241,6	97,6	0,0	51,8	0	0,024	0,212
2033	0,8	0,2	0,7	237,1	68,8	0,372	35,3	1276,9	97,7	0,0	51,8	0	0,023	0,235
2034	2,0	0,6	1,9	239,0	69,4	0,375	90,0	1366,9	97,8	0,0	51,8	0	0,057	0,292
2035	1,9	0,6	1,8	240,9	69,9	0,378	88,8	1455,8	97,9	0,0	51,8	0	0,054	0,346
2036	1,8	0,5	1,8	242,8	70,5	0,381	87,7	1543,4	97,9	0,0	51,8	0	0,052	0,398
2037	1,7	0,5	1,7	244,5	71,0	0,383	86,5	1629,9	98,0	0,0	51,8	0	0,050	0,448
2038	2,7	0,8	2,7	247,2	71,7	0,387	136,2	1766,1	98,1	0,0	51,8	0	0,076	0,523
2039	4,0	1,1	4,1	251,1	72,9	0,394	206,0	1972,1	98,1	0,0	51,8	0	0,113	0,636
2040	3,8	1,1	4,1	254,9	74,0	0,400	199,2	2171,3	98,1	0,0	51,8	0	0,108	0,744
2041	3,6	1,1	4,1	258,6	75,0	0,405	192,6	2363,8	98,1	0,0	51,8	0	0,104	0,848
2042	3,5	1,0	4,1	262,0	76,1	0,411	186,2	2550,1	98,1	0,0	51,8	0	0,099	0,947
2043	3,3	1,0	4,1	265,4	77,0	0,416	180,0	2730,1	98,1	0,0	51,8	0	0,095	1,043
2044	3,2	0,9	4,1	268,6	78,0	0,421	174,1	2904,2	98,2	0,0	51,8	0	0,091	1,134
2045	3,1	0,9	4,0	271,7	78,9	0,426	168,3	3072,5	98,2	0,0	51,8	0	0,088	1,222
2046	2,9	0,9	4,0	274,6	79,7	0,430	162,8	3235,3	98,2	0,0	51,8	0	0,084	1,306
2047	2,8	0,8	4,0	277,4	80,5	0,435	157,4	3392,7	98,2	0,0	51,8	0	0,080	1,386
2048	2,7	0,8	4,0	280,1	81,3	0,439	152,2	3544,8	98,2	0,0	51,8	0	0,077	1,463
2049	2,6	0,8	4,0	282,7	82,1	0,443	147,1	3691,9	98,2	0,0	51,8	0	0,074	1,537
2050	2,5	0,7	4,0	285,2	82,8	0,447	142,3	3834,2	98,3	0,0	51,8	0	0,071	1,608
2051	2,4	0,7	4,0	287,6	83,5	0,451	137,5	3971,7	98,3	0,0	51,8	0	0,068	1,676
2052	2,3	0,7	4,0	289,9	84,1	0,454	133,0	4104,7	98,3	0,0	51,8	0	0,065	1,741
2053	2,2	0,6	4,0	292,1	84,8	0,458	128,6	4233,3	98,3	0,0	51,8	0	0,062	1,804
2054	2,1	0,6	4,0	294,2	85,4	0,461	124,3	4357,7	98,3	0,0	51,8	0	0,060	1,864
2055	2,0	0,6	4,0	296,2	86,0	0,464	120,2	4477,9	98,3	0,0	51,8	0	0,057	1,921
2056	1,9	0,6	4,0	298,1	86,5	0,467	116,2	4594,1	98,3	0,0	51,8	0	0,055	1,976
2057	1,9	0,5	4,0	300,0	87,1	0,470	112,4	4706,5	98,4	0,0	51,8	0	0,053	2,029
2058	1,8	0,5	4,0	301,8	87,6	0,473	108,7	4815,2	98,4	0,0	51,8	0	0,051	2,079
2059	1,7	0,5	4,0	303,5	88,1	0,476	105,1	4920,3	98,4	0,0	51,8	0	0,05	2,1
2060	1,6	0,5	4,0	305,1	88,6	0,478	101,6	5021,9	98,4	0,0	51,8	0	0,05	2,2
2061	3,0	0,9	7,5	308,1	89,4	0,483	185,9	5207,8	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,3
2062	2,8	0,8	7,7	310,9	90,2	0,487	179,0	5386,8	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,3
2063	2,7	0,8	8,0	313,6	91,0	0,491	171,3	5558,1	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,4
2064	2,6	0,7	8,3	316,2	91,8	0,496	163,9	5722,0	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,5
2065	2,5	0,7	8,7	318,6	92,5	0,499	156,8	5878,7	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,6
2066	2,3	0,7	9,1	321,0	93,2	0,503	150,0	6028,7	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,6
2067	2,2	0,7	9,5	323,2	93,8	0,507	143,5	6172,2	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,7
2068	2,1	0,6	10,0	325,3	94,4	0,510	137,3	6309,6	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,8
2069	2,0	0,6	10,7	327,4	95,0	0,513	131,4	6440,9	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,8
2070	2,0	0,6	11,4	329,3	95,6	0,516	125,7	6566,7	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,9
2071	1,9	0,5	12,3	331,2	96,1	0,519	120,3	6687,0	98,5	0,0	51,8	0	0,05	2,9
2072	1,8	0,5	13,4	333,0	96,6	0,522	115,1	6802,1	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,0
2073	1,7	0,5	14,7	334,7	97,1	0,525	110,2	6912,2	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,0
2074	1,6	0,5	16,5	336,3	97,6	0,527	105,4	7017,7	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,1
2075	1,5	0,4	18,8	337,8	98,1	0,530	100,9	7118,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,1
2076	1,5	0,4	22,2	339,3	98,5	0,532	96,6	7215,1	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,1
2077	1,4	0,4	27,2	340,7	98,9	0,534	92,4	7307,5	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,2
2078	1,3	0,4	35,7	342,1	99,3	0,536	88,4	7396,0	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,2
2079	1,3	0,4	53,0	343,4	99,7	0,538	84,6	7480,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,3
2080	1,2	0,4	107,7	344,6	100,0	0,540	81,0	7561,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,3
2081	1,2	0,3	-1332,4	345,8	100,4	0,542	77,5	7639,2	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,3
2082	1,1	0,3	-88,8	346,9	100,7	0,544	74,2	7713,4	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2083	1,1	0,3	-44,9	348,0	101,0	0,545	71,1	7784,5	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2084	1,0	0,3	-29,6	349,0	101,3	0,547	68,0	7852,5	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2085	1,0	0,3	-21,8	350,0	101,6	0,549	65,1	7917,6	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,5
2086	0,9	0,3	-17,1	350,9	101,9	0,550	62,3	7979,9	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,5
2087	0,9	0,3	-14,0	351,8	102,1	0,551	59,7	8039,6	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,5
2088	0,9	0,2	-11,7	352,7	102,4	0,553	57,1	8096,7	98,5	0,0	51,8	0	0,02	3,5

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	38	24	0	9	2,2	33,4	48,5
2023	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	38	30	0	9	1,6	25,3	42,9
2024	0	0	0	0	0	56	72,8	2	0	36	32	0	9	1,4	22,6	40,7
2025	1	1	0	0	0	57	74,1	1	0	36	34	0	9	1,3	21,0	40,2
2026	1	1	0	1	0	58	75,4	1	0	36	36	1	10	1,3	21,6	47,6
2027	2	2	0	0	0	60	78,0	0	0	38	38	0	10	1,3	20,6	51,2
2028	2	2	0	0	1	62	80,6	0	0	39	39	1	11	1,6	23,7	62,4
2029	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	39	39	0	11	1,6	29,0	63,9
2030	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	39	39	0	11	1,6	28,8	62,8
2031	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	38	38	1	12	1,5	26,2	56,5
2032	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	38	38	0	12	1,5	25,7	55,3
2033	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	38	38	0	12	1,4	25,2	54,2
2034	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	38	38	0	12	1,5	29,2	53,1
2035	0	0	0	0	0	62	80,6	2	0	36	36	0	12	1,5	30,3	52,3
2036	0	0	0	0	0	62	80,6	2	1	35	35	0	11	1,5	30,7	56,1
2037	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	11	1,5	30,4	55,5
2038	0	0	0	0	0	62	80,6	1	1	35	35	0	10	1,5	34,4	60,4
2039	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	10	1,6	40,2	59,6
2040	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	10	1,5	39,5	59,4
2041	0	0	0	0	0	62	80,6	1	1	35	35	0	9	1,5	38,9	65,7
2042	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,5	38,2	65,4
2043	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,4	37,6	65,1
2044	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,4	37,0	64,8
2045	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,4	36,4	64,5
2046	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	9	1,3	35,8	64,3
2047	0	0	0	0	0	62	80,6	1	1	35	35	0	8	1,3	35,3	72,1
2048	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	35	35	0	8	1,3	34,8	71,9
2049	0	0	0	0	0	62	80,6	1	0	34	34	0	8	1,3	35,3	71,5
2050	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,2	34,8	71,3
2051	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,2	34,4	71,2
2052	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,2	33,9	71,1
2053	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,2	33,5	71,0
2054	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,1	33,1	70,9
2055	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,1	32,7	70,9
2056	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,1	32,4	70,9
2057	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,1	32,1	71,0
2058	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	34	34	0	8	1,0	31,8	71,0
2059	0	0	0	0	0	62	80,6	2	0	32	32	0	8	1,1	33,2	70,4
2060	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,0	32,9	70,5
2061	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,2	40,9	70,5
2062	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,1	40,4	70,8
2063	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,1	39,7	71,0
2064	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,1	39,1	71,3
2065	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,0	38,6	71,7
2066	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,0	38,1	72,0
2067	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,0	37,6	72,4
2068	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,0	37,2	72,9
2069	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	1,0	36,8	73,4
2070	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,9	36,4	73,8
2071	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,9	36,1	74,4
2072	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,9	35,8	74,9
2073	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,9	35,5	75,4
2074	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,8	35,2	76,0
2075	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,8	35,0	76,5
2076	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,8	34,8	77,1
2077	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,8	34,6	77,8
2078	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,8	34,5	78,5
2079	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	32	32	0	8	0,8	34,4	79,3
2080	0	0	0	0	0	62	80,6	1	0	31	31	0	8	0,8	35,2	79,5
2081	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,7	35,1	80,2
2082	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,7	35,1	80,9
2083	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	31	31	0	8	0,7	35,0	81,7
2084	0	0	0	0	0	62	80,6	1	0	30	30	0	8	0,7	36,0	82,1
2085	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	30	30	0	8	0,7	36,1	83,0
2086	0	0	0	0	0	62	80,6	0	0	30	30	0	8	0,7	36,2	84,0
2087	0	0	0	0	0	62	80,6	1	1	30	30	0	7	0,7	36,3	97,2
2088	0	0	0	0	0	62	80,6	2	0	28	28	0	7	0,7	38,7	97,5

Таблица 4.1.12- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 2

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	16,3	0,4	2,0	3014,6	78,7	0,376	248,8	9406,1	93,5	111,6	2741,8	40,5	0,395	41,2
2023	14,2	0,4	1,7	3028,8	79,1	0,378	221,7	9627,7	93,6	98,7	2840,5	40,3	0,344	41,6
2024	13,3	0,3	1,7	3042,1	79,4	0,380	211,3	9839,0	93,7	93,5	2934,0	40,0	0,321	41,9
2025	13,0	0,3	1,6	3055,1	79,7	0,381	209,0	10048,0	93,8	92,4	3026,4	40,0	0,314	42,2
2026	16,0	0,4	2,1	3071,0	80,2	0,383	256,4	10304,4	93,8	121,7	3148,1	42,9	0,386	42,6
2027	16,6	0,4	2,2	3087,7	80,6	0,385	258,7	10563,1	93,6	130,8	3278,9	45,7	0,400	43,0
2028	20,0	0,5	2,7	3107,7	81,1	0,388	305,8	10868,9	93,5	175,3	3454,2	51,8	0,481	43,5
2029	21,0	0,5	2,9	3128,6	81,7	0,390	374,0	11242,9	94,4	179,7	3633,9	43,5	0,508	44,0
2030	20,1	0,5	2,9	3148,8	82,2	0,393	370,9	11613,9	94,6	176,4	3810,2	43,1	0,488	44,5
2031	19,4	0,5	2,8	3168,2	82,7	0,395	328,6	11942,5	94,1	173,1	3983,3	47,7	0,469	44,9
2032	18,6	0,5	2,8	3186,8	83,2	0,398	322,9	12265,4	94,2	169,7	4153,0	47,6	0,451	45,4
2033	17,9	0,5	2,8	3204,7	83,6	0,400	316,9	12582,3	94,3	166,1	4319,2	47,5	0,434	45,8
2034	18,5	0,5	3,0	3223,2	84,1	0,402	366,1	12948,4	94,9	162,9	4482,0	40,4	0,453	46,3
2035	17,9	0,5	2,9	3241,1	84,6	0,404	360,6	13309,0	95,0	160,2	4642,2	40,3	0,438	46,7
2036	17,3	0,5	2,9	3258,4	85,1	0,407	355,4	13664,4	95,1	157,8	4800,0	40,3	0,424	47,1
2037	16,8	0,4	2,9	3275,3	85,5	0,409	351,1	14015,4	95,2	155,9	4955,9	40,3	0,412	47,5
2038	17,4	0,5	3,1	3292,6	85,9	0,411	398,0	14413,5	95,6	154,2	5110,1	35,2	0,429	48,0
2039	18,3	0,5	3,4	3310,9	86,4	0,413	464,8	14878,3	96,1	152,4	5262,5	29,8	0,457	48,4
2040	17,8	0,5	3,4	3328,8	86,9	0,415	456,9	15335,1	96,1	151,7	5414,2	30,2	0,445	48,9
2041	17,4	0,5	3,5	3346,2	87,3	0,417	449,3	15784,4	96,1	151,0	5565,2	30,6	0,434	49,3
2042	17,0	0,4	3,5	3363,2	87,8	0,420	442,0	16226,4	96,2	150,4	5715,7	31,0	0,423	49,7
2043	16,6	0,4	3,5	3379,7	88,2	0,422	434,6	16661,0	96,2	149,7	5865,3	31,4	0,413	50,1
2044	16,2	0,4	3,6	3395,9	88,6	0,424	427,6	17088,6	96,2	149,0	6014,3	31,7	0,402	50,6
2045	15,8	0,4	3,6	3411,6	89,0	0,426	420,8	17509,4	96,3	148,4	6162,7	32,1	0,392	50,9
2046	15,4	0,4	3,7	3427,0	89,5	0,428	414,4	17923,8	96,3	147,8	6310,5	32,5	0,382	51,3
2047	15,0	0,4	3,7	3442,0	89,8	0,429	408,3	18332,1	96,3	147,3	6457,8	32,9	0,373	51,7
2048	14,7	0,4	3,8	3456,7	90,2	0,431	402,4	18734,5	96,4	146,9	6604,6	33,2	0,364	52,1
2049	14,3	0,4	3,8	3471,0	90,6	0,433	396,1	19130,6	96,4	146,1	6750,7	33,6	0,354	52,4
2050	13,9	0,4	3,9	3484,9	91,0	0,435	390,8	19521,4	96,4	145,8	6896,5	34,0	0,346	52,8
2051	13,6	0,4	3,9	3498,5	91,3	0,436	385,8	19907,2	96,5	145,6	7042,0	34,4	0,338	53,1
2052	13,3	0,3	4,0	3511,8	91,7	0,438	380,9	20288,1	96,5	145,3	7187,3	34,8	0,330	53,4
2053	13,0	0,3	4,1	3524,8	92,0	0,440	376,2	20664,3	96,5	145,1	7332,4	35,2	0,322	53,8
2054	12,7	0,3	4,1	3537,6	92,3	0,441	371,9	21036,2	96,6	145,0	7477,4	35,5	0,314	54,1
2055	12,4	0,3	4,2	3550,0	92,7	0,443	367,8	21404,0	96,6	144,9	7622,4	35,9	0,307	54,4
2056	12,2	0,3	4,3	3562,1	93,0	0,444	363,9	21767,9	96,7	145,0	7767,3	36,3	0,300	54,7
2057	11,9	0,3	4,4	3574,0	93,3	0,446	360,3	22128,2	96,7	145,1	7912,4	36,7	0,294	55,0
2058	11,6	0,3	4,5	3585,6	93,6	0,447	356,9	22485,1	96,7	145,2	8057,6	37,1	0,287	55,3
2059	11,3	0,3	4,6	3596,9	93,9	0,449	351,2	22836,3	96,8	143,9	8201,5	37,4	0,278	55,5
2060	11,0	0,3	4,7	3607,9	94,2	0,450	348,3	23184,6	96,8	144,2	8345,7	37,8	0,272	55,8
2061	12,2	0,3	5,5	3620,1	94,5	0,452	432,6	23617,2	97,2	144,2	8489,9	30,4	0,305	56,1
2062	11,9	0,3	5,6	3632,0	94,8	0,453	426,6	24043,8	97,2	144,7	8634,5	31,0	0,298	56,4
2063	11,6	0,3	5,8	3643,6	95,1	0,455	419,9	24463,7	97,2	145,2	8779,7	31,6	0,291	56,7
2064	11,3	0,3	6,0	3654,9	95,4	0,456	413,6	24877,4	97,3	145,8	8925,5	32,2	0,283	57,0
2065	11,1	0,3	6,3	3666,0	95,7	0,457	407,8	25285,2	97,3	146,5	9072,0	32,8	0,277	57,3
2066	10,8	0,3	6,5	3676,8	96,0	0,459	402,4	25687,5	97,3	147,2	9219,3	33,4	0,270	57,5
2067	10,6	0,3	6,8	3687,3	96,2	0,460	397,4	26084,9	97,3	148,1	9367,3	34,0	0,263	57,8
2068	10,3	0,3	7,2	3697,7	96,5	0,461	392,8	26477,7	97,4	149,0	9516,3	34,6	0,257	58,0
2069	10,1	0,3	7,6	3707,7	96,8	0,463	388,6	26866,3	97,4	149,9	9666,2	35,2	0,251	58,3
2070	9,9	0,3	8,0	3717,6	97,0	0,464	384,8	27251,0	97,4	150,9	9817,2	35,8	0,245	58,5
2071	9,6	0,3	8,5	3727,2	97,3	0,465	381,2	27632,2	97,5	152,0	9969,2	36,4	0,240	58,8
2072	9,4	0,2	9,1	3736,7	97,5	0,466	378,1	28010,3	97,5	153,1	10122,3	37,0	0,234	59,0
2073	9,2	0,2	9,7	3745,8	97,8	0,467	375,0	28385,3	97,5	154,2	10276,5	37,6	0,228	59,2
2074	9,0	0,2	10,5	3754,8	98,0	0,468	372,3	28757,6	97,6	155,3	10431,8	38,1	0,223	59,5
2075	8,8	0,2	11,5	3763,6	98,2	0,470	369,8	29127,4	97,6	156,4	10588,3	38,7	0,217	59,7
2076	8,6	0,2	12,7	3772,2	98,5	0,471	367,7	29495,1	97,7	157,7	10745,9	39,2	0,212	59,9
2077	8,4	0,2	14,2	3780,5	98,7	0,472	366,0	29861,1	97,7	159,1	10905,0	39,7	0,207	60,1
2078	8,2	0,2	16,1	3788,7	98,9	0,473	364,6	30225,7	97,8	160,5	11065,5	40,3	0,202	60,3
2079	8,0	0,2	18,8	3796,7	99,1	0,474	363,6	30589,3	97,8	162,1	11227,6	40,8	0,197	60,5
2080	7,8	0,2	22,5	3804,4	99,3	0,475	360,8	30950,1	97,8	162,5	11390,2	41,2	0,192	60,7
2081	7,6	0,2	28,3	3812,0	99,5	0,476	359,7	31309,8	97,9	163,9	11554,1	41,7	0,187	60,9
2082	7,4	0,2	38,6	3819,4	99,7	0,477	359,0	31668,8	97,9	165,4	11719,4	42,1	0,183	61,1
2083	7,2	0,2	61,4	3826,6	99,9	0,477	358,8	32027,5	98,0	167,0	11886,4	42,6	0,178	61,2
2084	7,0	0,2	154,9	3833,7	100,1	0,478	357,1	32384,7	98,0	167,8	12054,2	43,0	0,173	61,4
2085	6,9	0,2	-275,7	3840,5	100,2	0,479	357,6	32742,3	98,1	169,7	12223,9	43,4	0,169	61,6
2086	6,7	0,2	-71,7	3847,3	100,4	0,480	358,5	33100,8	98,1	171,8	12395,7	43,9	0,165	61,8
2087	6,6	0,2	-40,8	3853,8	100,6	0,481	359,6	33460,3	98,2	173,9	12569,6	44,3	0,162	61,9
2088	6,4	0,2	-28,0	3860,2	100,8	0,482	357,9	33818,2	98,2	174,4	12744,0	44,6	0,156	62,1

Таблица 4.1.13- Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 4

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод с другого объекта	Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	0	51	66,3	0	0	37	23	0	9	2,2	30,5	68,0
2023	0	0	0	0	0	0	51	66,3	0	0	37	29	0	9	1,6	22,7	60,1
2024	0	0	0	0	0	0	51	66,3	2	0	35	31	0	9	1,4	20,1	56,9
2025	2	2	0	0	0	0	53	68,9	1	0	36	34	0	9	1,3	19,0	58,8
2026	2	2	0	0	1	0	56	72,8	1	0	37	37	1	10	1,4	20,0	72,5
2027	3	3	0	0	0	0	59	76,7	0	0	40	40	0	10	1,4	20,2	79,3
2028	3	3	0	0	0	1	63	81,9	0	0	42	42	1	11	1,6	23,5	103,9
2029	0	0	0	1	0	0	64	83,2	1	0	42	42	0	11	1,6	23,3	103,4
2030	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	42	42	0	11	1,5	22,4	99,2
2031	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	41	41	1	12	1,5	22,3	88,1
2032	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	41	41	0	12	1,4	21,8	86,2
2033	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	41	41	0	12	1,3	21,4	84,5
2034	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	40	40	0	12	1,3	21,4	82,6
2035	0	0	0	0	0	0	64	83,2	2	0	38	38	0	12	1,3	22,2	81,1
2036	0	0	0	0	0	0	64	83,2	2	1	37	37	0	11	1,3	22,4	87,1
2037	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	37	37	0	11	1,3	22,1	86,1
2038	0	0	0	0	0	0	64	83,2	2	1	36	36	0	10	1,3	22,5	93,7
2039	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	35	35	0	10	1,3	22,9	92,5
2040	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	34	34	0	10	1,3	23,4	91,9
2041	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	1	34	34	0	9	1,2	23,3	101,6
2042	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	33	33	0	9	1,3	23,8	100,8
2043	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	33	33	0	9	1,2	23,7	100,2
2044	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	33	33	0	9	1,2	23,6	99,6
2045	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	33	33	0	9	1,2	23,4	99,0
2046	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	33	33	0	9	1,1	23,3	98,5
2047	0	0	0	0	0	0	64	83,2	2	1	32	32	0	8	1,2	23,9	110,1
2048	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	31	31	0	8	1,2	24,5	109,5
2049	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	30	30	0	8	1,2	25,2	108,8
2050	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,2	25,2	108,6
2051	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,1	25,1	108,4
2052	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,1	25,1	108,3
2053	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,1	25,1	108,2
2054	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,1	25,2	108,3
2055	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,1	25,2	108,5
2056	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,0	25,3	108,7
2057	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,0	25,3	109,0
2058	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	30	30	0	8	1,0	25,4	109,4
2059	0	0	0	0	0	0	64	83,2	2	0	28	28	0	8	1,0	27,1	108,7
2060	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	28	28	0	8	1,0	27,2	109,3
2061	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	27	27	0	8	1,0	28,4	109,6
2062	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	1,0	28,6	110,4
2063	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	1,0	28,8	111,4
2064	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	1,0	29,1	112,5
2065	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	1,0	29,4	113,7
2066	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,9	29,8	114,9
2067	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,9	30,2	116,5
2068	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,9	30,6	117,8
2069	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,9	31,1	119,7
2070	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,9	31,6	121,8
2071	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,9	32,2	123,9
2072	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,9	32,8	126,2
2073	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,8	33,3	128,0
2074	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,8	33,9	130,6
2075	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,8	34,7	133,4
2076	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,8	35,5	136,4
2077	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,8	36,4	139,8
2078	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,8	37,4	143,5
2079	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	27	27	0	8	0,7	38,4	147,6
2080	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	26	26	0	8	0,8	41,0	151,3
2081	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	26	26	0	8	0,7	42,3	156,3
2082	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	26	26	0	8	0,7	43,8	161,8
2083	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	26	26	0	8	0,7	45,6	168,1
2084	0	0	0	0	0	0	64	83,2	1	0	25	25	0	8	0,7	49,1	174,1
2085	0	0	0	0	0	0	64	83,2	0	0	25	25	0	8	0,7	49,8	176,7

Таблица 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по I эксплуатационному объекту. Вариант 4

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	15,5	0,4	2,2	2783,4	79,9	0,380	217,3	8524,6	92,9	111,6	2690,0	52	0,371	34,6
2023	13,5	0,4	1,9	2796,9	80,3	0,382	192,3	8716,9	93,0	98,7	2788,7	52	0,324	34,9
2024	12,6	0,4	1,8	2809,6	80,6	0,384	182,2	8899,1	93,1	93,5	2882,2	52	0,303	35,2
2025	13,0	0,4	1,9	2822,5	81,0	0,385	188,3	9087,4	93,1	96,6	2978,8	52	0,312	35,6
2026	16,8	0,5	2,5	2839,3	81,5	0,388	243,9	9331,3	93,1	132,4	3111,2	55	0,403	36,0
2027	18,3	0,5	2,8	2857,6	82,0	0,390	266,5	9597,8	93,1	144,6	3255,8	55	0,438	36,4
2028	22,1	0,6	3,5	2879,7	82,6	0,393	325,4	9923,2	93,2	208,6	3464,5	65	0,531	36,9
2029	21,8	0,6	3,6	2901,6	83,3	0,396	323,7	10246,9	93,3	207,5	3672,0	65	0,524	37,5
2030	20,8	0,6	3,6	2922,3	83,9	0,399	310,8	10557,8	93,3	199,2	3871,2	65	0,498	38,0
2031	19,8	0,6	3,5	2942,1	84,4	0,402	301,3	10859,1	93,4	193,0	4064,2	65	0,474	38,4
2032	18,8	0,5	3,5	2960,9	85,0	0,404	294,9	11154,0	93,6	188,7	4252,9	65	0,452	38,9
2033	18,0	0,5	3,4	2978,9	85,5	0,407	289,2	11443,2	93,8	185,0	4437,9	65	0,432	39,3
2034	17,2	0,5	3,4	2996,2	86,0	0,409	283,1	11726,2	93,9	181,0	4618,9	65	0,414	39,7
2035	16,6	0,5	3,4	3012,8	86,5	0,411	278,1	12004,3	94,0	177,7	4796,6	65	0,399	40,1
2036	16,0	0,5	3,4	3028,8	86,9	0,414	273,8	12278,1	94,1	174,9	4971,4	65	0,385	40,5
2037	15,5	0,4	3,4	3044,4	87,4	0,416	270,6	12548,7	94,3	172,7	5144,2	65	0,373	40,9
2038	15,1	0,4	3,4	3059,5	87,8	0,418	267,9	12816,6	94,4	171,0	5315,1	65	0,362	41,2
2039	14,6	0,4	3,4	3074,1	88,2	0,420	264,8	13081,4	94,5	168,9	5484,0	65	0,351	41,6
2040	14,3	0,4	3,5	3088,4	88,6	0,422	263,0	13344,5	94,6	167,7	5651,7	65	0,343	41,9
2041	14,0	0,4	3,5	3102,3	89,0	0,424	261,9	13606,3	94,7	166,9	5818,6	65	0,335	42,3
2042	13,6	0,4	3,6	3116,0	89,4	0,426	259,9	13866,3	94,8	165,6	5984,2	65	0,327	42,6
2043	13,3	0,4	3,6	3129,3	89,8	0,427	258,3	14124,6	94,8	164,5	6148,7	65	0,320	42,9
2044	13,1	0,4	3,7	3142,4	90,2	0,429	256,9	14381,4	94,9	163,5	6312,2	65	0,313	43,2
2045	12,8	0,4	3,7	3155,1	90,5	0,431	255,6	14637,0	95,0	162,6	6474,9	65	0,307	43,5
2046	12,5	0,4	3,8	3167,6	90,9	0,433	254,4	14891,4	95,1	161,8	6636,7	65	0,300	43,8
2047	12,2	0,4	3,9	3179,9	91,2	0,434	252,8	15144,1	95,2	160,8	6797,5	65	0,293	44,1
2048	11,9	0,3	3,9	3191,8	91,6	0,436	251,4	15395,5	95,2	159,8	6957,3	65	0,287	44,4
2049	11,7	0,3	4,0	3203,5	91,9	0,438	250,0	15645,6	95,3	158,9	7116,2	65	0,280	44,7
2050	11,5	0,3	4,1	3214,9	92,3	0,439	249,6	15895,1	95,4	158,6	7274,8	65	0,275	45,0
2051	11,2	0,3	4,2	3226,2	92,6	0,441	249,2	16144,3	95,5	158,3	7433,1	65	0,270	45,2
2052	11,0	0,3	4,3	3237,2	92,9	0,442	249,0	16393,4	95,6	158,1	7591,1	65	0,265	45,5
2053	10,8	0,3	4,4	3248,0	93,2	0,444	248,9	16642,3	95,7	158,0	7749,1	65	0,260	45,8
2054	10,6	0,3	4,5	3258,6	93,5	0,445	249,3	16891,6	95,7	158,2	7907,3	65	0,255	46,0
2055	10,4	0,3	4,6	3269,0	93,8	0,446	249,8	17141,4	95,8	158,4	8065,7	65	0,250	46,3
2056	10,2	0,3	4,7	3279,3	94,1	0,448	250,4	17391,8	95,9	158,8	8224,5	65	0,245	46,5
2057	10,0	0,3	4,9	3289,3	94,4	0,449	251,2	17643,0	96,0	159,2	8383,7	65	0,241	46,8
2058	9,9	0,3	5,0	3299,1	94,7	0,451	252,1	17895,1	96,1	159,7	8543,4	65	0,236	47,0
2059	9,6	0,3	5,2	3308,7	94,9	0,452	250,6	18145,7	96,2	158,7	8702,1	65	0,230	47,2
2060	9,4	0,3	5,3	3318,1	95,2	0,453	252,0	18397,7	96,3	159,5	8861,6	65	0,226	47,5
2061	9,2	0,3	5,5	3327,3	95,5	0,454	253,0	18650,7	96,4	160,1	9021,7	65	0,221	47,7
2062	9,1	0,3	5,7	3336,4	95,7	0,456	254,9	18905,6	96,4	161,3	9183,0	65	0,217	47,9
2063	8,9	0,3	6,0	3345,3	96,0	0,457	257,3	19162,9	96,5	162,7	9345,7	65	0,214	48,1
2064	8,7	0,3	6,3	3354,0	96,2	0,458	259,8	19422,7	96,6	164,3	9509,9	65	0,210	48,3
2065	8,6	0,2	6,6	3362,6	96,5	0,459	262,6	19685,3	96,7	165,9	9675,9	65	0,206	48,5
2066	8,5	0,2	6,9	3371,1	96,7	0,460	265,6	19950,9	96,8	167,7	9843,6	65	0,203	48,7
2067	8,3	0,2	7,3	3379,4	97,0	0,462	269,5	20220,4	96,9	170,2	10013,7	65	0,200	48,9
2068	8,1	0,2	7,7	3387,6	97,2	0,463	272,6	20493,0	97,0	172,1	10185,8	65	0,195	49,1
2069	8,0	0,2	8,2	3395,6	97,4	0,464	277,1	20770,2	97,1	174,8	10360,6	65	0,192	49,3
2070	7,9	0,2	8,8	3403,4	97,7	0,465	281,9	21052,1	97,2	177,8	10538,4	65	0,189	49,5
2071	7,7	0,2	9,5	3411,2	97,9	0,466	287,0	21339,1	97,3	180,9	10719,3	65	0,186	49,7
2072	7,6	0,2	10,3	3418,8	98,1	0,467	292,5	21631,6	97,4	184,3	10903,6	65	0,182	49,9
2073	7,4	0,2	11,2	3426,2	98,3	0,468	296,8	21928,4	97,5	186,9	11090,5	65	0,178	50,0
2074	7,3	0,2	12,4	3433,5	98,5	0,469	302,8	22231,1	97,6	190,6	11281,2	65	0,175	50,2
2075	7,2	0,2	13,9	3440,6	98,7	0,470	309,4	22540,5	97,7	194,7	11475,9	65	0,172	50,4
2076	7,0	0,2	15,8	3447,7	98,9	0,471	316,7	22857,2	97,8	199,2	11675,0	65	0,168	50,6
2077	6,9	0,2	18,4	3454,5	99,1	0,472	324,7	23181,9	97,9	204,2	11879,2	65	0,165	50,7
2078	6,7	0,2	22,2	3461,3	99,3	0,473	333,3	23515,2	98,0	209,5	12088,7	65	0,162	50,9
2079	6,6	0,2	27,9	3467,9	99,5	0,474	342,9	23858,1	98,1	215,5	12304,2	65	0,159	51,0
2080	6,5	0,2	37,8	3474,4	99,7	0,475	351,8	24209,8	98,2	220,9	12525,1	65	0,155	51,2
2081	6,3	0,2	59,6	3480,7	99,9	0,475	363,4	24573,3	98,3	228,2	12753,3	65	0,152	51,4
2082	6,2	0,2	144,9	3486,9	100,1	0,476	376,5	24949,8	98,3	236,3	12989,5	65	0,149	51,5
2083	6,1	0,2	-316,5	3493,0	100,2	0,477	391,2	25341,0	98,4	245,4	13235,0	65	0,146	51,6
2084	5,9	0,2	-74,1	3499,0	100,4	0,478	405,3	25746,4	98,5	254,2	13489,2	65	0,143	51,8
2085	5,8	0,2	-41,7	3504,8	100,6	0,479	411,5	26157,8	98,6	258,0	13747,1	65	0,140	51,9

Таблица 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 4

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с консервации, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Переаод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,7	101,3	0,0
2023	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,4	100,7	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,2	99,5	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,0	99,1	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,0	110,1	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	0,9	53,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	0,4	28,9	0,0
2029	0	0	0	0	0	1	6	8,1	1	0	1	1	0	0	3,0	212,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,9	219,5	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,7	107,7	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,6	107,4	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	1	1	0	0	2,4	107,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	2	2	0	0	3,0	136,2	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,9	134,5	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,8	132,7	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	2	2	0	0	2,6	130,9	0,0
2038	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	3	3	0	0	2,7	137,4	0,0
2039	0	0	0	0	0	1	6	8,1	0	0	4	4	0	0	3,0	155,9	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,9	150,7	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,8	145,8	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,6	140,9	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,5	136,3	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,4	131,8	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,3	127,4	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,2	123,2	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,1	119,1	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,0	115,2	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	2,0	111,3	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,9	107,7	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,8	104,1	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,7	100,7	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,7	97,3	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,6	94,1	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,5	91,0	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,5	88,0	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,4	85,1	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,3	82,2	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,3	79,5	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	6	8,1	0	0	4	4	0	0	1,2	76,9	0,0
2061	0	0	0	0	0	1	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,8	112,6	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,7	108,4	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,6	103,7	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,6	99,2	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,5	94,9	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,4	90,8	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,4	86,9	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,3	83,1	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,2	79,6	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,2	76,1	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,1	72,8	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,1	69,7	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,0	66,7	0,0
2074	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	1,0	63,8	0,0
2075	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	61,1	0,0
2076	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	58,5	0,0
2077	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,9	55,9	0,0
2078	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,8	53,5	0,0
2079	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,8	51,3	0,0
2080	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	49,1	0,0
2081	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	47,0	0,0
2082	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,7	44,9	0,0
2083	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	43,0	0,0
2084	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	41,2	0,0
2085	0	0	0	0	0	0	7	9,5	0	0	5	5	0	0	0,6	39,4	0,0

Таблица 4.1.16- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа по II эксплуатационному объекту. Вариант 4

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	0,8	0,2	0,7	229,6	66,7	0,360	31,4	881,3	97,4	0,0	51,8	0	0,024	0,024
2023	0,7	0,2	0,6	230,3	66,9	0,361	29,4	910,7	97,6	0,0	51,8	0	0,020	0,044
2024	0,6	0,2	0,6	231,0	67,0	0,362	29,1	939,8	97,8	0,0	51,8	0	0,018	0,062
2025	0,6	0,2	0,5	231,5	67,2	0,363	28,9	968,7	98,0	0,0	51,8	0	0,016	0,078
2026	0,6	0,2	0,5	232,1	67,4	0,364	32,2	1000,9	98,2	0,0	51,8	0	0,017	0,095
2027	0,3	0,1	0,3	232,4	67,5	0,364	17,5	1018,4	98,3	0,0	51,8	0	0,008	0,103
2028	0,1	0,0	0,1	232,6	67,5	0,365	9,5	1027,9	98,5	0,0	51,8	0	0,004	0,108
2029	1,0	0,3	0,9	233,6	67,8	0,366	70,1	1098,0	98,6	0,0	51,8	0	0,028	0,136
2030	0,9	0,3	0,8	234,5	68,1	0,368	72,5	1170,5	98,7	0,0	51,8	0	0,027	0,163
2031	0,9	0,3	0,8	235,4	68,3	0,369	35,6	1206,1	97,5	0,0	51,8	0	0,025	0,188
2032	0,8	0,2	0,8	236,3	68,6	0,370	35,5	1241,6	97,6	0,0	51,8	0	0,024	0,212
2033	0,8	0,2	0,7	237,1	68,8	0,372	35,3	1276,9	97,7	0,0	51,8	0	0,023	0,235
2034	2,0	0,6	1,9	239,0	69,4	0,375	90,0	1366,9	97,8	0,0	51,8	0	0,057	0,292
2035	1,9	0,6	1,8	240,9	69,9	0,378	88,8	1455,8	97,9	0,0	51,8	0	0,054	0,346
2036	1,8	0,5	1,8	242,8	70,5	0,381	87,7	1543,4	97,9	0,0	51,8	0	0,052	0,398
2037	1,7	0,5	1,7	244,5	71,0	0,383	86,5	1629,9	98,0	0,0	51,8	0	0,050	0,448
2038	2,7	0,8	2,7	247,2	71,7	0,387	136,2	1766,1	98,1	0,0	51,8	0	0,076	0,523
2039	4,0	1,1	4,1	251,1	72,9	0,394	206,0	1972,1	98,1	0,0	51,8	0	0,113	0,636
2040	3,8	1,1	4,1	254,9	74,0	0,400	199,2	2171,3	98,1	0,0	51,8	0	0,108	0,744
2041	3,6	1,1	4,1	258,6	75,0	0,405	192,6	2363,8	98,1	0,0	51,8	0	0,104	0,848
2042	3,5	1,0	4,1	262,0	76,1	0,411	186,2	2550,1	98,1	0,0	51,8	0	0,099	0,947
2043	3,3	1,0	4,1	265,4	77,0	0,416	180,0	2730,1	98,1	0,0	51,8	0	0,095	1,043
2044	3,2	0,9	4,1	268,6	78,0	0,421	174,1	2904,2	98,2	0,0	51,8	0	0,091	1,134
2045	3,1	0,9	4,0	271,7	78,9	0,426	168,3	3072,5	98,2	0,0	51,8	0	0,088	1,222
2046	2,9	0,9	4,0	274,6	79,7	0,430	162,8	3235,3	98,2	0,0	51,8	0	0,084	1,306
2047	2,8	0,8	4,0	277,4	80,5	0,435	157,4	3392,7	98,2	0,0	51,8	0	0,080	1,386
2048	2,7	0,8	4,0	280,1	81,3	0,439	152,2	3544,8	98,2	0,0	51,8	0	0,077	1,463
2049	2,6	0,8	4,0	282,7	82,1	0,443	147,1	3691,9	98,2	0,0	51,8	0	0,074	1,537
2050	2,5	0,7	4,0	285,2	82,8	0,447	142,3	3834,2	98,3	0,0	51,8	0	0,071	1,608
2051	2,4	0,7	4,0	287,6	83,5	0,451	137,5	3971,7	98,3	0,0	51,8	0	0,068	1,676
2052	2,3	0,7	4,0	289,9	84,1	0,454	133,0	4104,7	98,3	0,0	51,8	0	0,065	1,741
2053	2,2	0,6	4,0	292,1	84,8	0,458	128,6	4233,3	98,3	0,0	51,8	0	0,062	1,804
2054	2,1	0,6	4,0	294,2	85,4	0,461	124,3	4357,7	98,3	0,0	51,8	0	0,060	1,864
2055	2,0	0,6	4,0	296,2	86,0	0,464	120,2	4477,9	98,3	0,0	51,8	0	0,057	1,921
2056	1,9	0,6	4,0	298,1	86,5	0,467	116,2	4594,1	98,3	0,0	51,8	0	0,055	1,976
2057	1,9	0,5	4,0	300,0	87,1	0,470	112,4	4706,5	98,4	0,0	51,8	0	0,053	2,029
2058	1,8	0,5	4,0	301,8	87,6	0,473	108,7	4815,2	98,4	0,0	51,8	0	0,051	2,079
2059	1,7	0,5	4,0	303,5	88,1	0,476	105,1	4920,3	98,4	0,0	51,8	0	0,05	2,1
2060	1,6	0,5	4,0	305,1	88,6	0,478	101,6	5021,9	98,4	0,0	51,8	0	0,05	2,2
2061	3,0	0,9	7,5	308,1	89,4	0,483	185,9	5207,8	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,3
2062	2,8	0,8	7,7	310,9	90,2	0,487	179,0	5386,8	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,3
2063	2,7	0,8	8,0	313,6	91,0	0,491	171,3	5558,1	98,4	0,0	51,8	0	0,08	2,4
2064	2,6	0,7	8,3	316,2	91,8	0,496	163,9	5722,0	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,5
2065	2,5	0,7	8,7	318,6	92,5	0,499	156,8	5878,7	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,6
2066	2,3	0,7	9,1	321,0	93,2	0,503	150,0	6028,7	98,4	0,0	51,8	0	0,07	2,6
2067	2,2	0,7	9,5	323,2	93,8	0,507	143,5	6172,2	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,7
2068	2,1	0,6	10,0	325,3	94,4	0,510	137,3	6309,6	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,8
2069	2,0	0,6	10,7	327,4	95,0	0,513	131,4	6440,9	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,8
2070	2,0	0,6	11,4	329,3	95,6	0,516	125,7	6566,7	98,4	0,0	51,8	0	0,06	2,9
2071	1,9	0,5	12,3	331,2	96,1	0,519	120,3	6687,0	98,5	0,0	51,8	0	0,05	2,9
2072	1,8	0,5	13,4	333,0	96,6	0,522	115,1	6802,1	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,0
2073	1,7	0,5	14,7	334,7	97,1	0,525	110,2	6912,2	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,0
2074	1,6	0,5	16,5	336,3	97,6	0,527	105,4	7017,7	98,5	0,0	51,8	0	0,05	3,1
2075	1,5	0,4	18,8	337,8	98,1	0,530	100,9	7118,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,1
2076	1,5	0,4	22,2	339,3	98,5	0,532	96,6	7215,1	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,1
2077	1,4	0,4	27,2	340,7	98,9	0,534	92,4	7307,5	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,2
2078	1,3	0,4	35,7	342,1	99,3	0,536	88,4	7396,0	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,2
2079	1,3	0,4	53,0	343,4	99,7	0,538	84,6	7480,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,3
2080	1,2	0,4	107,7	344,6	100,0	0,540	81,0	7561,6	98,5	0,0	51,8	0	0,04	3,3
2081	1,2	0,3	-1332,4	345,8	100,4	0,542	77,5	7639,2	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,3
2082	1,1	0,3	-88,8	346,9	100,7	0,544	74,2	7713,4	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2083	1,1	0,3	-44,9	348,0	101,0	0,545	71,1	7784,5	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2084	1,0	0,3	-29,6	349,0	101,3	0,547	68,0	7852,5	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,4
2085	1,0	0,3	-21,8	350,0	101,6	0,549	65,1	7917,6	98,5	0,0	51,8	0	0,03	3,5

Таблица 4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 4

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с разведочного фонда, ед.	Зарезка бокового ствола, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2022	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	38	24	0	9	1,9	29,7	48,5
2023	0	0	0	0	0	56	72,8	0	0	38	30	0	9	1,6	25,3	42,9
2024	0	0	0	0	0	56	72,8	2	0	36	32	0	9	1,4	22,6	40,7
2025	2	2	0	0	0	58	75,4	1	0	37	35	0	9	1,3	20,1	42,0
2026	2	2	0	1	0	60	78,0	1	0	38	38	1	10	1,5	23,6	51,8
2027	3	3	0	0	0	63	81,9	0	0	41	41	0	10	1,3	20,0	56,6
2028	3	3	0	0	1	66	85,8	0	0	43	43	1	11	1,5	22,5	74,2
2029	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	43	43	0	11	1,5	25,9	73,8
2030	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	43	43	0	11	1,4	25,2	70,9
2031	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	42	42	1	12	1,4	22,7	63,0
2032	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	42	42	0	12	1,3	22,2	61,6
2033	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	42	42	0	12	1,3	21,8	60,3
2034	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	42	42	0	12	1,3	25,1	59,0
2035	0	0	0	0	0	66	85,8	2	0	40	40	0	12	1,3	25,8	58,0
2036	0	0	0	0	0	66	85,8	2	1	39	39	0	11	1,3	26,1	62,2
2037	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	39	39	0	11	1,2	25,7	61,5
2038	0	0	0	0	0	66	85,8	1	1	39	39	0	10	1,3	29,8	66,9
2039	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	39	39	0	10	1,4	34,8	66,1
2040	0	0	0	0	0	66	85,8	1	0	38	38	0	10	1,4	35,0	65,6
2041	0	0	0	0	0	66	85,8	1	1	38	38	0	9	1,3	34,4	72,6
2042	0	0	0	0	0	66	85,8	1	0	37	37	0	9	1,3	34,6	72,0
2043	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	37	37	0	9	1,3	34,0	71,5
2044	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	37	37	0	9	1,3	33,5	71,1
2045	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	37	37	0	9	1,2	32,9	70,7
2046	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	37	37	0	9	1,2	32,4	70,4
2047	0	0	0	0	0	66	85,8	2	1	36	36	0	8	1,2	32,7	78,6
2048	0	0	0	0	0	66	85,8	1	0	35	35	0	8	1,2	33,0	78,2
2049	0	0	0	0	0	66	85,8	1	0	34	34	0	8	1,2	33,4	77,7
2050	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,2	32,9	77,6
2051	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,1	32,5	77,4
2052	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,1	32,1	77,3
2053	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,1	31,7	77,3
2054	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,1	31,4	77,4
2055	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,0	31,1	77,5
2056	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,0	30,8	77,7
2057	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,0	30,6	77,9
2058	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	34	34	0	8	1,0	30,3	78,1
2059	0	0	0	0	0	66	85,8	2	0	32	32	0	8	1,0	31,7	77,6
2060	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	31,5	78,0
2061	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,1	40,3	78,3
2062	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,1	39,8	78,9
2063	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,1	39,3	79,6
2064	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	38,9	80,4
2065	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	38,5	81,2
2066	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	38,1	82,1
2067	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	37,9	83,2
2068	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	0,9	37,6	84,2
2069	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	0,9	37,5	85,5
2070	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,1	45,7	87,0
2071	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,1	45,7	88,5
2072	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,1	45,7	90,2
2073	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	45,6	91,4
2074	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	45,8	93,3
2075	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	46,0	95,3
2076	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	1,0	46,3	97,5
2077	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	0,9	46,8	99,9
2078	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	0,9	47,3	102,5
2079	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	32	32	0	8	0,9	47,9	105,4
2080	0	0	0	0	0	66	85,8	1	0	31	31	0	8	0,9	50,4	108,1
2081	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	31	31	0	8	0,9	51,3	111,6
2082	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	31	31	0	8	0,9	52,5	115,6
2083	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	31	31	0	8	0,8	53,8	120,1
2084	0	0	0	0	0	66	85,8	1	0	30	30	0	8	0,8	57,3	124,4
2085	0	0	0	0	0	66	85,8	0	0	30	30	0	8	0,8	57,7	126,2

Таблица 4.1.18- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти, жидкости и газа в целом по месторождению. Вариант 4

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2022	16,3	0,4	2,0	3014,6	78,7	0,376	248,8	9406,1	93,5	111,6	2741,8	40,5	0,395	41,2
2023	14,2	0,4	1,7	3028,8	79,1	0,378	221,7	9627,7	93,6	98,7	2840,5	40,3	0,344	41,6
2024	13,3	0,3	1,7	3042,1	79,4	0,380	211,3	9839,0	93,7	93,5	2934,0	40,0	0,321	41,9
2025	13,6	0,4	1,7	3055,6	79,8	0,381	217,2	10056,3	93,8	96,6	3030,6	40,2	0,328	42,2
2026	17,4	0,5	2,2	3073,0	80,2	0,383	276,1	10332,3	93,7	132,4	3163,0	43,4	0,419	42,6
2027	18,6	0,5	2,4	3091,6	80,7	0,386	284,1	10616,4	93,5	144,6	3307,6	46,0	0,447	43,1
2028	22,3	0,6	3,0	3113,8	81,3	0,389	334,9	10951,3	93,3	208,6	3516,3	56,3	0,535	43,6
2029	22,8	0,6	3,2	3136,7	81,9	0,391	393,8	11345,1	94,2	207,5	3723,8	47,7	0,552	44,2
2030	21,7	0,6	3,1	3158,4	82,4	0,394	383,4	11728,5	94,3	199,2	3923,0	47,1	0,525	44,7
2031	20,7	0,5	3,1	3179,0	83,0	0,397	336,9	12065,4	93,9	193,0	4116,0	51,8	0,500	45,2
2032	19,7	0,5	3,0	3198,7	83,5	0,399	330,4	12395,7	94,0	188,7	4304,7	51,7	0,476	45,7
2033	18,8	0,5	3,0	3217,5	84,0	0,401	324,5	12720,3	94,2	185,0	4489,7	51,6	0,455	46,1
2034	19,2	0,5	3,1	3236,8	84,5	0,404	373,0	13093,3	94,8	181,0	4670,7	44,0	0,471	46,6
2035	18,5	0,5	3,1	3255,3	85,0	0,406	366,9	13460,3	95,0	177,7	4848,4	43,9	0,453	47,1
2036	17,9	0,5	3,1	3273,1	85,4	0,408	361,5	13821,7	95,1	174,9	5023,2	43,9	0,437	47,5
2037	17,3	0,5	3,1	3290,4	85,9	0,411	357,1	14178,8	95,2	172,7	5196,0	43,9	0,423	47,9
2038	17,7	0,5	3,3	3308,2	86,3	0,413	404,1	14582,9	95,6	171,0	5367,0	38,5	0,438	48,3
2039	18,6	0,5	3,6	3326,8	86,8	0,415	470,8	15053,7	96,1	168,9	5535,8	32,7	0,464	48,8
2040	18,1	0,5	3,6	3344,8	87,3	0,417	462,2	15515,9	96,1	167,7	5703,5	33,0	0,451	49,3
2041	17,6	0,5	3,6	3362,4	87,8	0,420	454,5	15970,4	96,1	166,9	5870,4	33,4	0,439	49,7
2042	17,1	0,4	3,7	3379,6	88,2	0,422	446,1	16416,5	96,2	165,6	6036,0	33,8	0,427	50,1
2043	16,7	0,4	3,7	3396,2	88,6	0,424	438,4	16854,9	96,2	164,5	6200,5	34,2	0,415	50,5
2044	16,3	0,4	3,7	3412,5	89,1	0,426	430,9	17285,8	96,2	163,5	6364,0	34,6	0,405	51,0
2045	15,8	0,4	3,8	3428,4	89,5	0,428	423,9	17709,7	96,3	162,6	6526,7	34,9	0,394	51,3
2046	15,5	0,4	3,8	3443,8	89,9	0,430	417,2	18126,9	96,3	161,8	6688,5	35,3	0,384	51,7
2047	15,0	0,4	3,9	3458,8	90,3	0,432	410,1	18537,0	96,3	160,8	6849,3	35,7	0,374	52,1
2048	14,7	0,4	3,9	3473,5	90,7	0,433	403,5	18940,5	96,4	159,8	7009,1	36,1	0,364	52,5
2049	14,3	0,4	4,0	3487,8	91,0	0,435	397,2	19337,7	96,4	158,9	7168,0	36,5	0,354	52,8
2050	13,9	0,4	4,1	3501,7	91,4	0,437	391,8	19729,5	96,4	158,6	7326,6	36,9	0,346	53,2
2051	13,6	0,4	4,1	3515,3	91,8	0,439	386,7	20116,3	96,5	158,3	7484,9	37,3	0,338	53,5
2052	13,3	0,3	4,2	3528,7	92,1	0,440	382,0	20498,3	96,5	158,1	7642,9	37,7	0,330	53,8
2053	13,0	0,3	4,3	3541,7	92,4	0,442	377,5	20875,8	96,6	158,0	7800,9	38,1	0,322	54,2
2054	12,7	0,3	4,4	3554,4	92,8	0,443	373,6	21249,4	96,6	158,2	7959,1	38,6	0,314	54,5
2055	12,4	0,3	4,5	3566,8	93,1	0,445	370,0	21619,4	96,6	158,4	8117,5	39,0	0,307	54,8
2056	12,2	0,3	4,6	3578,9	93,4	0,447	366,7	21986,1	96,7	158,8	8276,3	39,5	0,300	55,1
2057	11,9	0,3	4,7	3590,8	93,7	0,448	363,6	22349,7	96,7	159,2	8435,5	39,9	0,294	55,4
2058	11,6	0,3	4,8	3602,5	94,0	0,449	360,8	22710,5	96,8	159,7	8595,2	40,4	0,287	55,7
2059	11,3	0,3	4,9	3613,7	94,3	0,451	355,7	23066,2	96,8	158,7	8753,9	40,7	0,278	55,9
2060	11,0	0,3	5,1	3624,8	94,6	0,452	353,6	23419,8	96,9	159,5	8913,4	41,2	0,272	56,2
2061	12,2	0,3	5,9	3636,9	94,9	0,454	438,9	23858,7	97,2	160,1	9073,5	33,3	0,305	56,5
2062	11,9	0,3	6,1	3648,8	95,2	0,455	433,9	24292,6	97,3	161,3	9234,8	33,9	0,298	56,8
2063	11,6	0,3	6,4	3660,4	95,5	0,457	428,6	24721,2	97,3	162,7	9397,5	34,7	0,291	57,1
2064	11,3	0,3	6,6	3671,7	95,8	0,458	423,7	25144,9	97,3	164,3	9561,7	35,4	0,283	57,4
2065	11,1	0,3	6,9	3682,8	96,1	0,459	419,4	25564,2	97,4	165,9	9727,7	36,1	0,277	57,7
2066	10,8	0,3	7,3	3693,6	96,4	0,461	415,6	25979,8	97,4	167,7	9895,4	36,9	0,270	57,9
2067	10,6	0,3	7,7	3704,2	96,7	0,462	413,0	26392,8	97,4	170,2	10065,5	37,6	0,263	58,2
2068	10,3	0,3	8,1	3714,4	97,0	0,463	409,9	26802,7	97,5	172,1	10237,6	38,4	0,256	58,5
2069	10,1	0,3	8,6	3724,5	97,2	0,465	408,5	27211,3	97,5	174,8	10412,4	39,1	0,250	58,7
2070	9,8	0,3	9,2	3734,3	97,5	0,466	407,7	27618,9	97,6	177,8	10590,2	39,9	0,189	58,9
2071	9,6	0,3	9,9	3743,9	97,7	0,467	407,3	28026,2	97,6	180,9	10771,1	40,6	0,186	59,1
2072	9,4	0,2	10,8	3753,3	98,0	0,468	407,6	28433,9	97,7	184,3	10955,4	41,3	0,182	59,3
2073	9,1	0,2	11,7	3762,4	98,2	0,469	406,9	28840,8	97,8	186,9	11142,3	42,0	0,178	59,4
2074	8,9	0,2	13,0	3771,3	98,4	0,471	408,2	29249,0	97,8	190,6	11333,0	42,7	0,175	59,6
2075	8,7	0,2	14,5	3780,0	98,7	0,472	410,3	29659,3	97,9	194,7	11527,7	43,4	0,172	59,8
2076	8,5	0,2	16,6	3788,5	98,9	0,473	413,2	30072,5	97,9	199,2	11726,8	44,1	0,168	60,0
2077	8,3	0,2	19,5	3796,8	99,1	0,474	417,1	30489,6	98,0	204,2	11931,0	44,8	0,165	60,1
2078	8,1	0,2	23,6	3804,9	99,3	0,475	421,8	30911,3	98,1	209,5	12140,5	45,5	0,162	60,3
2079	7,9	0,2	30,1	3812,8	99,5	0,476	427,6	31338,9	98,2	215,5	12356,0	46,1	0,159	60,4
2080	7,7	0,2	42,0	3820,5	99,7	0,477	432,8	31771,7	98,2	220,9	12576,9	46,7	0,155	60,6
2081	7,5	0,2	70,6	3828,0	99,9	0,478	441,0	32212,6	98,3	228,2	12805,1	47,4	0,152	60,7
2082	7,3	0,2	234,4	3835,4	100,1	0,479	450,7	32663,4	98,4	236,3	13041,3	48,0	0,149	60,9
2083	7,2	0,2	-170,4	3842,5	100,3	0,479	462,3	33125,7	98,4	245,4	13286,8	48,6	0,146	61,0
2084	7,0	0,2	-61,3	3849,5	100,5	0,480	473,3	33599,0	98,5	254,2	13541,0	49,2	0,143	61,2
2085	6,8	0,2	-37,1	3856,3	100,7	0,481	476,6	34075,6	98,6	258,0	13798,9	49,6	0,140	61,3

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант I

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы,	Стоимость всего, тыс.\$	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
I	Строительство скважин																										
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	94.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	0	47.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$			0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$			0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
II.	Перевод скважин																										
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	1	7.07	7	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	5	3.26	16	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	3	0	0	0	3	3	0	0	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	3	5.05	15	0	0	0	0	5	0	5	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$			39	0.00	0.00	0.00	0.00	12.12	0.00	5.05	7	0.00	5.05	0.00	0.00	3.26	0.00	0	0	3	3	0	0	0	0.00
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$			45	0.00	0.00	0.00	0.00	13.12	0.00	5.69	7	0.00	6.04	0.00	0.00	4.13	0.00	0	0	4	5	0	0	0	0.00
III.	Прочие капитальные затраты																										
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	96	7.07	679	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	232	6.06	1 406	24	30	30	36	36	36	36	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
3.	РИР	тыс.\$	4	6.06	24	0	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	0	94.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	3	14.14	42	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$			69	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$			2 220	149.59	56.57	56.57	50.51	50.51	50.51	50.51	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$			3 530	149.59	57.70	58.85	53.60	54.67	55.76	56.88	51.05	52.07	53.12	54.18	55.26	56.37	57.49	58.64	59.82	61.01	62.23	63.48	64.75	66.04	67.36
IV	Ликвидация скважин																										
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	7	3.92	27	0	0	8	4	4	0	0	4	0	0	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	2	3.92	8	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$			35	0	0.00	7.85	4	4	0	0	7.85	0	0.00	7.85	4	0.00	0	0.00	0	0	0	0	0.00	0	0.00
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$			40	0	0.00	8.16	4.16	4.25	0.00	0.00	9.01	0.00	0.00	9.57	4.88	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0.00	0	0.00
Всего капитальных затрат		тыс.\$			2 294	149.59	56.57	64.41	54.43	66.55	50.51	55.56	58.81	44.44	49.49	52.29	48.37	47.70	44.44	44.44	44.44	47.70	47.70	44.44	44.44	44.44	44.44
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$			3 616	149.59	57.70	67.02	57.76	72.04	55.76	62.56	67.55	52.07	59.15	63.74	60.14	60.50	57.49	58.64	59.82	65.48	66.79	63.48	64.75	66.04	67.36
Коэффициент инфляции		%				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22	1.24	1.27	1.29	1.32	1.35	1.37	1.40	1.43	1.46	1.49	1.52

Продолжение таблицы 4.2.1																												
№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069
1	2	3	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
I	Строительство скважин																											
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	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	0.00
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	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	0.00
II.	Перевод скважин																											
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	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	0.00
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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	0.00
III.	Прочие капитальные затраты																											
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
3.	РИР	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	0	0	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.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$	68.71	70.08	71.49	72.92	74.37	75.86	77.38	78.93	80.50	82.12	83.76	85.43	87.14	88.88	90.66	79.86	81.46	83.09	84.75	86.45	88.18	89.94	91.74	93.57	95.45	97.35
IV	Ликвидация скважин																											
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$	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	0.00
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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	0.00
Всего капитальных затрат		тыс.\$	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38	38.38
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	68.71	70.08	71.49	72.92	74.37	75.86	77.38	78.93	80.50	82.12	83.76	85.43	87.14	88.88	90.66	79.86	81.46	83.09	84.75	86.45	88.18	89.94	91.74	93.57	95.45	97.35
Коэффициент инфляции		%	1.55	1.58	1.61	1.64	1.67	1.71	1.74	1.78	1.81	1.85	1.88	1.92	1.96	2.00	2.04	2.08	2.12	2.16	2.21	2.25	2.30	2.34	2.39	2.44	2.49	2.54

Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант I

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) , тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2022	1.00	16.29	0.12	0.32	15.84	5.86	9.98	427.89	203.50	4 539
2023	1.02	14.20	0.11	0.28	13.81	5.11	8.70	436.45	207.57	4 035
2024	1.04	13.25	0.10	0.26	12.89	4.77	8.12	445.18	211.72	3 842
2025	1.06	12.26	0.09	0.24	11.92	4.41	7.51	454.08	215.96	3 624
2026	1.08	14.20	0.11	0.28	13.81	5.11	8.70	463.16	220.28	4 283
2027	1.10	12.94	0.10	0.26	12.59	4.66	7.93	472.42	224.68	3 981
2028	1.13	11.94	0.09	0.24	11.62	4.30	7.32	481.87	229.18	3 748
2029	1.15	13.06	0.10	0.26	12.71	4.70	8.01	491.51	233.76	4 182
2030	1.17	12.43	0.09	0.25	12.09	4.47	7.62	501.34	238.43	4 059
2031	1.20	11.82	0.09	0.23	11.50	4.25	7.24	511.37	243.20	3 937
2032	1.22	11.25	0.08	0.22	10.94	4.05	6.89	521.59	248.07	3 821
2033	1.24	10.71	0.08	0.21	10.42	3.85	6.56	532.03	253.03	3 711
2034	1.27	11.44	0.09	0.23	11.13	4.12	7.01	542.67	258.09	4 045
2035	1.29	11.02	0.08	0.22	10.71	3.96	6.75	553.52	263.25	3 971
2036	1.32	10.61	0.08	0.21	10.32	3.82	6.50	564.59	268.52	3 903
2037	1.35	10.27	0.08	0.20	9.99	3.70	6.29	575.88	273.89	3 852
2038	1.37	10.95	0.08	0.22	10.65	3.94	6.71	587.40	279.36	4 188
2039	1.40	12.00	0.09	0.24	11.67	4.32	7.35	599.15	284.95	4 683
2040	1.43	11.69	0.09	0.23	11.37	4.21	7.17	611.13	290.65	4 655
2041	1.46	11.40	0.09	0.23	11.09	4.10	6.98	623.35	296.46	4 627
2042	1.49	11.11	0.08	0.22	10.81	4.00	6.81	635.82	302.39	4 600
2043	1.52	10.83	0.08	0.21	10.53	3.90	6.64	648.54	308.44	4 575
2044	1.55	10.56	0.08	0.21	10.27	3.80	6.47	661.51	314.61	4 550
2045	1.58	10.30	0.08	0.20	10.02	3.71	6.31	674.74	320.90	4 527
2046	1.61	10.05	0.08	0.20	9.77	3.62	6.16	688.23	327.32	4 504
2047	1.64	9.80	0.07	0.19	9.54	3.53	6.01	702.00	333.86	4 483
2048	1.67	9.57	0.07	0.19	9.31	3.44	5.86	716.04	340.54	4 462
2049	1.71	9.30	0.07	0.18	9.05	3.35	5.70	730.36	347.35	4 425
2050	1.74	9.08	0.07	0.18	8.83	3.27	5.57	744.96	354.30	4 407
2051	1.78	8.87	0.07	0.18	8.63	3.19	5.44	759.86	361.39	4 390
2052	1.81	8.66	0.06	0.17	8.43	3.12	5.31	775.06	368.61	4 373
2053	1.85	8.46	0.06	0.17	8.23	3.05	5.19	790.56	375.99	4 358
2054	1.88	8.27	0.06	0.16	8.04	2.98	5.07	806.37	383.51	4 343
2055	1.92	8.08	0.06	0.16	7.86	2.91	4.95	822.50	391.18	4 328
2056	1.96	7.90	0.06	0.16	7.68	2.84	4.84	838.95	399.00	4 315
2057	2.00	7.72	0.06	0.15	7.51	2.78	4.73	855.73	406.98	4 302
2058	2.04	7.55	0.06	0.15	7.34	2.72	4.62	872.85	415.12	4 289
2059	2.08	7.28	0.05	0.14	7.08	2.62	4.46	890.30	423.42	4 219
2060	2.12	7.12	0.05	0.14	6.92	2.56	4.36	908.11	431.89	4 209
2061	2.16	6.96	0.05	0.14	6.77	2.50	4.27	926.27	440.53	4 199
2062	2.21	6.81	0.05	0.14	6.62	2.45	4.17	944.80	449.34	4 190
2063	2.25	6.66	0.05	0.13	6.48	2.40	4.08	963.69	458.33	4 182
2064	2.30	6.52	0.05	0.13	6.34	2.35	4.00	982.97	467.49	4 174
2065	2.34	6.38	0.05	0.13	6.21	2.30	3.91	1 002.62	476.84	4 167
2066	2.39	6.25	0.05	0.12	6.08	2.25	3.83	1 022.68	486.38	4 161
2067	2.44	6.12	0.05	0.12	5.95	2.20	3.75	1 043.13	496.11	4 155
2068	2.49	5.99	0.04	0.12	5.82	2.15	3.67	1 063.99	506.03	4 150
2069	2.54	5.86	0.04	0.12	5.70	2.11	3.59	1 085.27	516.15	4 145
Итого		471.78	3.54	9.36	458.88	169.78	289.09			202 870

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант I

Год	Инфляция, %	Производственные расходы																		
		КВД	МУО	Отбор проб нефти в пл усл	ГИС контроль	Определение профиля приемистости, тыс. долл.	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Затраты на питание, тыс. долл.	Текущий ремонт автодорог, тыс. долл.	Ремонт зданий и сооружений технического назначения тыс	Ремонт выкидных линий	Техническое обслуживание насосов ВН,ЭЦН,ШГН	Текущий ремонт автотранспорта, тыс. долл.	Ремонт АГЗУ, тыс	Аренда спецтехники, тыс. долл.	Аренда газогенераторов, тыс. долл.	Экологические расходы, тыс.долл (Мониторинг, ОВОС)	Услуги охраны, тыс.долл.	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	ФОТ ППП, тыс. долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2022	1.00	0.0	0.0	0	9.7	3.0	51.1	4.6	15.4	87	52	11	8	4	3	165	11	18	4	294
2023	1.02	4.0	7.5	0	6.6	3.1	46.5	4.7	15.4		19	13	8		3	165	10	18	4	294
2024	1.04	4.1	7.7	0	6.7	3.1	45.2	4.8	15.4		20	14	8		3	165	9	19	5	294
2025	1.06	0.0	0.0	0	0.0	3.2	43.6	4.9	15.4		20	14	9	5	4	165	9	19	5	294
2026	1.08	2.1	4.0	0	0.0	3.3	52.1	5.0	15.4		21	15	9		4	165	10	20	5	294
2027	1.10	0.0	0.0	0	0.0	3.3	47.1	5.1	15.4		21	16	9		4	165	9	20	5	433
2028	1.13	0.0	0.0	0	0.0	3.4	43.9	5.2	15.7		21	16	9	5	4	165	9	20	6	442
2029	1.15	4.5	8.5	0	7.4	3.5	60.6	5.3	16.0		22	16	9		4	165	10	21	5	430
2030	1.17	0.0	0.0	0	0.0	3.5	60.9	5.4	16.3		22	16	9		4	165	10	21	5	439
2031	1.20	0.0	0.0	0	0.0	3.6	51.4	5.5	16.6		23	16	10	5	4	165	9	22	6	448
2032	1.22	0.0	0.0	0	0.0	3.7	50.9	5.6	17.0	106	23	16	10		4	165	9	22	5	435
2033	1.24	0.0	0.0	0	0.0	3.8	50.5	5.7	17.3		24	16	10		4	165	9	22	5	433
2034	1.27	2.5	4.7	0	4.1	3.8	64.4	5.8	17.6		24	16	10	5	4	165	10	23	6	441
2035	1.29	0.0	0.0	0	0.0	3.9	64.5	5.9	18.0		25	16	10		4	165	9	23	6	450
2036	1.32	0.0	0.0	0	0.0	4.0	64.6	6.0	18.3		25	16	11		4	165	9	24	6	447
2037	1.35	0.0	0.0	0	0.0	4.1	64.9	6.2	18.7		26	17	11	6	4	165	9	24	6	456
2038	1.37	2.7	5.1	0	4.4	4.1	79.7	6.3	19.1		26	17	11		5	165	10	25	6	465
2039	1.40	2.7	5.2	0	4.5	4.2	100.7	6.4	19.5		27	17	11		5	165	11	25	6	475
2040	1.43	0.0	0.0	0	0.0	4.3	100.6	6.5	19.9		27	18	12	6	5	165	11	26	6	484
2041	1.46	0.0	0.0	0	0.0	4.4	100.5	6.7	20.3		28	18	12		5	165	11	26	6	494
2042	1.49	0.0	0.0	0	0.0	4.5	100.5	6.8	20.7		28	18	12		5	165	11	27	6	504
2043	1.52	0.0	0.0	0	0.0	4.6	100.5	6.9	21.1	132	29	19	12	7	5	165	11	27	6	514
2044	1.55	0.0	0.0	0	0.0	4.7	100.6	7.1	21.5		29	19	12		5	165	11	28	7	524
2045	1.58	0.0	0.0	0	0.0	4.8	100.7	7.2	21.9		30	19	13		5	165	11	28	7	534
2046	1.61	0.0	0.0	0	0.0	4.9	100.8	7.4	22.4		31	20	13	7	5	165	11	29	7	545
2047	1.64	0.0	0.0	0	0.0	5.0	100.9	7.5	22.8		31	20	13		5	165	11	30	7	541
2048	1.67	0.0	0.0	0	0.0	5.1	101.1	7.7	23.3		32	20	14		6	165	11	30	7	552
2049	1.71	0.0	0.0	0	0.0	5.2	101.1	7.8	23.7		32	20	14	7	6	165	10	31	7	548
2050	1.74	0.0	0.0	0	0.0	5.3	101.4	8.0	24.2		33	20	14		6	165	10	31	7	559
2051	1.78	0.0	0.0	0	0.0	5.4	101.8	8.1	24.7		34	21	14		6	165	10	32	7	570
2052	1.81	0.0	0.0	0	0.0	5.5	102.1	8.3	25.2		34	21	15	8	6	165	10	33	7	582
2053	1.85	0.0	0.0	0	0.0	5.6	102.6	8.5	25.7		35	22	15		6	165	10	33	7	593
2054	1.88	0.0	0.0	0	0.0	5.7	103.1	8.6	26.2	164	36	22	15		6	165	10	34	8	605
2055	1.92	0.0	0.0	0	0.0	5.8	103.6	8.8	26.7		37	22	16	8	6	165	10	35	8	617
2056	1.96	0.0	0.0	0	0.0	5.9	104.2	9.0	27.3		37	23	16		7	165	10	35	8	630
2057	2.00	0.0	0.0	0	0.0	6.0	104.8	9.2	27.8		38	23	16		7	165	10	36	8	642
2058	2.04	0.0	0.0	0	0.0	6.2	105.5	9.3	28.4		39	24	16	9	7	165	10	37	8	655
2059	2.08	0.0	0.0	0	0.0	6.3	105.1	9.5	28.9		40	23	17		7	165	10	38	8	631
2060	2.12	0.0	0.0	0	0.0	6.4	105.9	9.7	29.5		40	23	17		7	165	10	38	8	644
2061	2.16	0.0	0.0	0	0.0	6.5	106.8	9.9	30.1		41	24	17	9	7	165	10	39	8	656
2062	2.21	0.0	0.0	0	0.0	6.7	107.7	10.1	30.7		42	24	18		7	165	10	40	8	670
2063	2.25	0.0	0.0	0	0.0	6.8	108.7	10.3	31.3		43	25	18		8	165	10	41	9	683
2064	2.30	0.0	0.0	0	0.0	6.9	109.8	10.5	31.9		44	25	19	10	8	165	10	41	9	697
2065	2.34	0.0	0.0	0	0.0	7.1	110.9	10.7	32.6	204	45	26	19		8	165	10	42	9	711
2066	2.39	0.0	0.0	0	0.0	7.2	112.1	11.0	33.2		45	26	19		8	165	10	43	9	725
2067	2.44	0.0	0.0	0	0.0	7.4	113.5	11.2	33.9		46	27	20	11	8	165	10	44	9	739
2068	2.49	0.0	0.0	0	0.0	7.5	114.8	11.4	34.6		47	27	20		8	165	10	45	9	754
2069	2.54	0.0	0.0	0	0.0	7.7	116.3	11.6	35.3		48	28	20		8	165	10	46	10	769
Итого		22.5	42.7	0	43.5	239.7	4 190.7	363.7	1 107.9	692	1 541.50	945.29	641.24	111.75	264.51	7 920.00	480.89	1 430.77	324.92	25 637.50

Продолжение таблицы 4.2.3

Год	Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции,	Расходы периода						Расходы по реализации		
	НДПИ, тыс. долл.	Налог на имущество, тыс. долл.	Налоги от ФОТ ППП, тыс.долл			Общедминистративные расходы, тыс. долл.	ФОТ АУП, тыс. долл.	Страхование сотрудников АУП, тыс. долл.	Приобретение авиабилетов, тыс. долл.	Аудиторские и банковские услуги, тыс. долл.	Обслуживание информационных систем, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефтивнутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2022	177	53	134	741	364	62	120	1	31	6	24	136	64	322
2023	157	47	134	623	338	64	145	1	32	6	22	121	57	281
2024	149	42	134	624	325	65	156	2	32	6	21	115	54	286
2025	141	36	134	610	312	66	163	2	33	6	19	108	51	265
2026	167	32	134	624	333	68	174	2	33	6	23	128	61	307
2027	155	27	198	753	380	69	177	2	34	7	21	119	56	279
2028	146	23	202	765	370	70	181	2	35	7	20	112	53	279
2029	163	19	196	788	378	72	176	2	36	7	22	125	59	306
2030	158	15	200	778	373	73	180	2	36	7	22	121	57	291
2031	153	11	204	784	369	75	183	2	37	7	21	118	56	298
2032	149	10	198	872	358	76	178	2	38	7	21	114	54	283
2033	144	10	197	765	352	78	177	2	38	7	20	111	52	270
2034	157	9	201	807	368	79	181	2	39	8	22	121	57	288
2035	155	9	205	801	369	81	184	2	40	8	21	119	56	297
2036	152	8	204	800	364	82	183	2	41	8	21	117	55	287
2037	150	8	208	817	366	84	187	2	42	8	21	115	54	277
2038	163	8	212	851	383	86	190	2	42	8	22	125	59	315
2039	182	8	217	885	406	88	194	2	43	8	25	140	66	346
2040	181	7	221	890	409	89	198	2	44	8	25	139	66	337
2041	180	7	225	896	413	91	202	2	45	9	25	138	65	349
2042	179	7	230	909	416	93	206	2	46	9	25	138	65	340
2043	178	7	234	1 059	420	95	210	2	47	9	25	137	65	331
2044	177	7	239	934	423	97	214	2	48	9	24	136	64	342
2045	176	7	244	947	427	99	219	2	49	9	24	135	64	334
2046	175	7	249	968	431	101	223	2	50	10	24	135	64	325
2047	174	7	247	959	429	103	222	2	51	10	24	134	63	335
2048	174	7	252	973	433	105	226	2	52	10	24	133	63	327
2049	172	7	250	978	430	107	224	2	53	10	24	132	63	335
2050	172	7	255	985	434	109	229	2	54	10	24	132	62	327
2051	171	7	260	999	438	111	233	2	55	11	24	131	62	319
2052	170	7	265	1 022	443	113	238	2	56	11	23	131	62	359
2053	170	8	271	1 029	448	115	243	2	57	11	23	130	62	350
2054	169	8	276	1 209	453	118	248	2	58	11	23	130	61	342
2055	169	8	282	1 069	458	120	253	3	59	11	23	129	61	334
2056	168	8	287	1 077	463	123	258	3	61	12	23	129	61	327
2057	168	8	293	1 093	469	125	263	3	62	12	23	129	61	361
2058	167	8	299	1 119	474	127	268	3	63	12	23	128	61	353
2059	164	8	288	1 087	460	130	258	3	64	12	23	126	60	340
2060	164	8	294	1 104	466	133	263	3	66	13	23	126	60	333
2061	164	8	300	1 131	471	135	269	3	67	13	23	126	59	363
2062	163	8	306	1 139	477	138	274	3	68	13	22	125	59	355
2063	163	8	312	1 158	483	141	280	3	70	13	22	125	59	348
2064	163	8	318	1 186	489	144	285	3	71	14	22	125	59	340
2065	162	8	324	1 399	495	146	291	3	72	14	22	125	59	367
2066	162	9	331	1 214	501	149	297	3	74	14	22	124	59	360
2067	162	9	337	1 245	508	152	303	3	75	14	22	124	59	352
2068	162	9	344	1 255	515	155	309	3	77	15	22	124	59	379
2069	162	9	351	1 275	521	158	315	3	78	15	22	124	59	371
Итого	7 896.92	609.97	11 697.11	46 000.76	20 204.00	4 958.90	10 650.15	105.95	2 452.75	469.86	1 088.37	6 063.51	2 869.23	15 613.59

Продолжение таблицы 4.2.3

Год	Налоги и платежи, входящие в расходы периода			Всего расходы периода, тыс.долл	Всего налоги и платежи ,входящие в расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл	НИОКР, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс. долл.	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Прочие налоги, тыс.долл	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл											
1	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2022	276	23	47	245	668	200	8.31	1 194	7	45	200	2 480	45	73
2023	245	23	57	270	607	178	7.24	1 078	6	40	200	2 270	43	76
2024	297	24	61	281	668	169	6.76	1 082	6	38	200	2 320	46	82
2025	280	24	64	289	633	160	6.25	1 065	6	36	200	2 253	50	87
2026	331	25	68	306	731	189	7.24	1 126	6	43	200	2 439	44	79
2027	308	25	70	310	682	175	6.60	1 245	8	40	200	2 555	58	96
2028	290	26	71	315	666	165	6.09	1 251	8	37	200	2 532	64	105
2029	324	26	69	314	725	184	6.66	1 293	8	42	200	2 645	59	99
2030	314	27	71	320	702	179	6.34	1 282	8	41	200	2 606	63	103
2031	348	27	72	325	745	173	6.03	1 288	8	39	200	2 649	66	109
2032	338	28	70	321	719	168	5.74	1 368	9	38	200	2 691	78	122
2033	328	28	70	322	696	163	5.46	1 256	8	37	200	2 548	71	117
2034	358	29	71	330	746	178	0.00	1 315	8	40	200	2 678	70	115
2035	351	29	73	336	750	175	0.00	1 312	8	40	200	2 679	73	119
2036	345	30	72	337	734	172	0.00	1 309	8	39	200	2 654	75	123
2037	341	31	74	343	722	170	0.00	1 330	8	39	200	2 664	80	130
2038	393	31	75	351	815	184	0.00	1 386	9	42	200	2 835	77	127
2039	440	32	76	360	894	206	0.00	1 452	9	47	200	3 007	73	121
2040	437	33	78	367	884	205	0.00	1 462	9	47	200	3 012	76	125
2041	435	33	80	374	896	204	0.00	1 474	9	46	200	3 037	79	129
2042	432	34	81	380	887	203	0.00	1 492	9	46	200	3 050	82	134
2043	430	35	83	387	878	201	0.00	1 648	11	46	200	3 203	98	152
2044	478	35	84	395	939	200	0.00	1 529	9	46	200	3 147	88	145
2045	475	36	86	402	931	199	0.00	1 548	9	45	200	3 161	92	150
2046	473	37	88	409	923	198	0.00	1 575	10	45	200	3 184	96	157
2047	471	37	87	411	930	197	0.00	1 567	10	45	200	3 181	98	160
2048	468	38	89	418	923	196	0.00	1 588	10	45	200	3 198	102	166
2049	513	39	88	420	975	195	0.00	1 593	10	44	200	3 252	105	171
2050	511	40	90	428	968	194	0.00	1 607	10	44	200	3 263	108	177
2051	509	40	92	436	961	193	0.00	1 628	10	44	200	3 282	113	184
2052	507	41	94	444	1 001	193	0.00	1 658	10	44	200	3 357	118	191
2053	506	42	96	452	994	192	0.00	1 673	10	44	200	3 369	122	198
2054	528	43	98	461	1 011	191	0.00	1 860	12	43	200	3 579	146	225
2055	526	44	99	469	1 004	191	0.00	1 729	11	43	200	3 445	132	214
2056	524	45	101	478	997	190	0.00	1 745	11	43	200	3 460	136	221
2057	523	46	104	487	1 033	189	0.00	1 770	11	43	200	3 526	142	229
2058	521	46	106	496	1 026	189	0.00	1 804	11	43	200	3 559	148	239
2059	536	47	102	490	1 026	186	0.00	1 763	11	42	200	3 502	149	242
2060	535	48	104	499	1 020	185	0.00	1 789	11	42	200	3 528	155	251
2061	534	49	106	509	1 052	185	0.00	1 825	11	42	200	3 601	163	262
2062	533	50	108	519	1 046	185	0.00	1 843	11	42	200	3 619	167	271
2063	578	51	110	528	1 087	184	0.00	1 870	12	42	200	3 693	174	281
2064	577	52	112	539	1 081	184	0.00	1 908	12	42	200	3 732	182	293
2065	576	53	115	549	1 111	183	0.00	2 131	14	42	200	3 993	219	334
2066	598	54	117	559	1 129	183	0.00	1 957	12	42	200	3 841	194	313
2067	597	55	119	570	1 124	183	0.00	1 998	12	42	200	3 883	204	327
2068	596	57	122	581	1 154	183	0.00	2 018	13	41	200	3 940	210	337
2069	595	58	124	592	1 149	182	0.00	2 050	13	41	200	3 974	217	350
Итого	21 429.36	1 806.34	4 193.49	19 725.98	43 042.78	8 932.73	78.74	74 738	460.01	2 028.70	9 600.00	150 074		

Таблица 4.2.4-Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант I

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тонна нефти, \$/тонна	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2022	1 194	73	1 588	471	2 480	1 588	1 588	1 588	318	1 271	0	1 271
2023	1 078	76	1 328	437	2 270	1 328	1 328	1 328	266	1 063	0	1 063
2024	1 082	82	1 113	409	2 320	1 113	1 113	1 113	223	890	0	890
2025	1 065	87	988	384	2 253	988	988	988	198	790	0	790
2026	1 126	79	1 479	365	2 439	1 479	1 479	1 479	296	1 183	0	1 183
2027	1 245	96	1 080	347	2 555	1 080	1 080	1 080	216	864	0	864
2028	1 251	105	884	332	2 532	884	884	884	177	707	0	707
2029	1 293	99	1 216	320	2 645	1 216	1 216	1 216	243	973	0	973
2030	1 282	103	1 145	308	2 606	1 145	1 145	1 145	229	916	0	916
2031	1 288	109	989	299	2 649	989	989	989	198	791	0	791
2032	1 368	122	1 025	105	2 691	1 025	1 025	1 025	205	820	0	820
2033	1 256	117	1 065	98	2 548	1 065	1 065	1 065	213	852	0	852
2034	1 315	115	1 275	92	2 678	1 275	1 275	1 275	255	1 020	0	1 020
2035	1 312	119	1 205	87	2 679	1 205	1 205	1 205	241	964	0	964
2036	1 309	123	1 167	83	2 654	1 167	1 167	1 167	233	933	0	933
2037	1 330	130	1 108	79	2 664	1 108	1 108	1 108	222	886	0	886
2038	1 386	127	1 276	77	2 835	1 276	1 276	1 276	255	1 021	0	1 021
2039	1 452	121	1 600	76	3 007	1 600	1 600	1 600	320	1 280	0	1 280
2040	1 462	125	1 569	74	3 012	1 569	1 569	1 569	314	1 255	0	1 255
2041	1 474	129	1 517	73	3 037	1 517	1 517	1 517	303	1 214	0	1 214
2042	1 492	134	1 479	72	3 050	1 479	1 479	1 479	296	1 183	0	1 183
2043	1 648	152	1 301	71	3 203	1 301	1 301	1 301	260	1 041	0	1 041
2044	1 529	145	1 333	71	3 147	1 333	1 333	1 333	267	1 067	0	1 067
2045	1 548	150	1 295	71	3 161	1 295	1 295	1 295	259	1 036	0	1 036
2046	1 575	157	1 250	71	3 184	1 250	1 250	1 250	250	1 000	0	1 000
2047	1 567	160	1 231	71	3 181	1 231	1 231	1 231	246	985	0	985
2048	1 588	166	1 193	72	3 198	1 193	1 193	1 193	239	954	0	954
2049	1 593	171	1 101	72	3 252	1 101	1 101	1 101	220	881	0	881
2050	1 607	177	1 072	73	3 263	1 072	1 072	1 072	214	857	0	857
2051	1 628	184	1 034	74	3 282	1 034	1 034	1 034	207	828	0	828
2052	1 658	191	942	75	3 357	942	942	942	188	754	0	754
2053	1 673	198	913	76	3 369	913	913	913	183	730	0	730
2054	1 860	225	686	77	3 579	686	686	686	137	549	0	549
2055	1 729	214	805	78	3 445	805	805	805	161	644	0	644
2056	1 745	221	775	80	3 460	775	775	775	155	620	0	620
2057	1 770	229	695	81	3 526	695	695	695	139	556	0	556
2058	1 804	239	648	82	3 559	648	648	648	130	518	0	518
2059	1 763	242	634	82	3 502	634	634	634	127	507	0	507
2060	1 789	251	599	82	3 528	599	599	599	120	479	0	479
2061	1 825	262	516	82	3 601	516	516	516	103	412	0	412
2062	1 843	271	489	83	3 619	489	489	489	98	391	0	391
2063	1 870	281	406	83	3 693	406	406	406	81	325	0	325
2064	1 908	293	358	84	3 732	358	358	358	72	287	0	287
2065	2 131	334	90	85	3 993	90	90	90	18	72	0	72
2066	1 957	313	234	86	3 841	234	234	234	47	187	0	187
2067	1 998	327	185	87	3 883	185	185	185	37	148	0	148
2068	2 018	337	121	88	3 940	121	121	121	24	97	0	97
2069	2 050	350	81	90	3 974	81	81	81	16	65	0	65
Итого	74 738	8 511	46 083	6 713	150 074	46 083	46 083	46 083	9 217	36 867	0	36 867

Таблица 4.2.5-Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант I

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2022	1 271	1 592.00	1 592	н/д	1 447	2022
2023	1 063	1 442.17	3 034	н/д	2 639	0
2024	890	1 232.70	4 267	н/д	3 565	0
2025	790	1 116.46	5 383	н/д	4 328	0
2026	1 183	1 476.22	6 860	н/д	5 244	0
2027	864	1 154.73	8 014	н/д	5 896	0
2028	707	976.39	8 991	н/д	6 397	0
2029	973	1 226.09	10 217	н/д	6 969	0
2030	916	1 171.98	11 389	н/д	7 466	0
2031	791	1 030.79	12 420	н/д	7 864	0
2032	820	861.15	13 281	н/д	8 166	0
2033	852	889.98	14 171	н/д	8 449	0
2034	1 020	1 051.80	15 222	н/д	8 754	0
2035	964	993.99	16 216	н/д	9 016	0
2036	933	957.46	17 174	н/д	9 245	0
2037	886	905.92	18 080	н/д	9 442	0
2038	1 021	1 032.62	19 112	н/д	9 646	0
2039	1 280	1 289.05	20 401	н/д	9 878	0
2040	1 255	1 265.73	21 667	н/д	10 085	0
2041	1 214	1 221.39	22 889	н/д	10 267	0
2042	1 183	1 188.93	24 078	н/д	10 427	0
2043	1 041	1 044.74	25 122	н/д	10 556	0
2044	1 067	1 068.52	26 191	н/д	10 675	0
2045	1 036	1 036.55	27 227	н/д	10 780	0
2046	1 000	998.88	28 226	н/д	10 872	0
2047	985	982.67	29 209	н/д	10 955	0
2048	954	951.19	30 160	н/д	11 027	0
2049	881	877.23	31 037	н/д	11 088	0
2050	857	852.92	31 890	н/д	11 142	0
2051	828	822.44	32 713	н/д	11 189	0
2052	754	747.99	33 461	н/д	11 228	0
2053	730	724.18	34 185	н/д	11 262	0
2054	549	542.23	34 727	н/д	11 286	0
2055	644	637.21	35 364	н/д	11 311	0
2056	620	612.91	35 977	н/д	11 332	0
2057	556	548.23	36 525	н/д	11 350	0
2058	518	510.16	37 036	н/д	11 365	0
2059	507	509.54	37 545	н/д	11 379	0
2060	479	479.51	38 025	н/д	11 390	0
2061	412	411.49	38 436	н/д	11 400	0
2062	391	388.86	38 825	н/д	11 407	0
2063	325	321.28	39 146	н/д	11 413	0
2064	287	282.28	39 429	н/д	11 418	0
2065	72	66.70	39 495	н/д	11 419	0
2066	187	181.46	39 677	н/д	11 421	0
2067	148	141.06	39 818	н/д	11 423	0
2068	97	89.52	39 907	н/д	11 424	0
2069	65	57.06	39 964	н/д	11 425	0
2070	4	-4.14	39 960	н/д	11 425	0
2071	0	-36.05	39 924	н/д	11 424	0
2072	0	-110.74	39 813	н/д	11 424	0
2073	0	-218.28	39 595	н/д	11 422	0
2074	0	-256.96	39 338	н/д	11 420	0
2075	0	-335.19	39 003	н/д	11 418	0
2076	0	-676.70	38 326	0	11 415	0

Продолжение таблицы 4.2.5

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2077	0	-459.46	37 867	0	11 413	0
2078	0	-539.40	37 327	0	11 410	0
2079	0	-651.69	36 676	0	11 408	0
2080	0	-651.98	36 024	0	11 405	0
2081	0	-731.99	35 292	0	11 403	0
2082	0	-802.49	34 489	0	11 401	0
2083	0	-845.20	33 644	0	11 398	0
2084	0	-860.92	32 783	0	11 396	0
2085	0	-935.20	31 848	0	11 394	0
2086	0	-980.04	30 868	0	11 392	0
2087	0	-977.38	29 891	0	11 390	0
2088	0	-930.97	28 960	0	11 389	0
2089	0	-1 427.20	27 532	0	11 386	0
2090	0	-1 373.20	26 159	0	11 385	0
2091	0	-1 328.48	24 831	0	11 383	0
2092	0	-1 270.92	23 560	0	11 381	0
2093	0	-1 260.56	22 299	0	11 380	0
2094	0	-1 286.57	21 013	0	11 379	0
2095	0	-1 601.00	19 412	0	11 377	0
2096	0	-1 283.56	18 128	0	11 376	0
2097	0	-1 359.13	16 769	0	11 376	0
2098	0	-1 397.49	15 371	0	11 375	0
2099	0	-1 456.35	13 915	0	11 374	0
2100	0	-1 536.94	12 378	0	11 373	0
Итого	36 871	12 378		-1		2022

Таблица 4.2.6 - Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант II

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс.\$	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
I	Строительство скважин																								
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	6	94.16	565	0	0	0	94	94	188	188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	6	47.27	284	0	0	0	47	47	95	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$			849	0	0	0	141	141	282.86	282.86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$			934	0	0	0	150	153	312.31	318.55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II.	Перевод скважин																								
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	1	7.07	7	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	6	3.26	20	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	3	0	0	0	3	3	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	3	5.05	15	0	0	0	0	5	0	5	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$			42	0.00	0.00	0.00	0.00	12.12	0.00	5.05	7	0.00	5.05	0.00	0.00	3.26	0.00	0	0	3	3	0	0
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$			53	0.00	0.00	0.00	0.00	13.12	0.00	5.69	7	0.00	6.04	0.00	0.00	4.13	0.00	0	0	4	5	0	0
III.	Прочие капитальные затраты																								
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	138	7.07	976	14	14	14	14	14	21	21	21	21	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	369	6.06	2 236	24	30	30	36	36	36	42	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
3.	РИР	тыс.\$	4	6.06	24	0	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	1	94.16	94	0	0	0	0	0	0	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	3	14.14	42	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$			69	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$			3 442	149.59	56.57	56.57	50.51	50.51	57.58	157.80	57.58	57.58	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$			6 737	149.59	57.70	58.85	53.60	54.67	63.57	177.70	66.14	67.46	60.36	61.57	62.80	64.05	65.33	66.64	67.97	69.33	70.72	72.13	73.58
IV	Ликвидация скважин																								
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	7	3.92	28	0	8	4	4	0	0	4	0	0	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	2	3.92	8	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$			36	0	8.00	4.00	4	0	0	8	0.00	0	8.00	4.00	0	0.00	0	0.00	0	0	0	0	0.00
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$			40	0	8.16	4.16	4.25	0.00	0.00	9.01	0.00	0.00	9.57	4.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0.00
Всего капитальных затрат		тыс.\$			4 368	149.59	64.57	60.57	195.94	204.06	340.44	453.72	64.09	57.58	63.56	54.51	50.51	53.76	50.51	50.51	50.51	53.76	53.76	50.51	50.51
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$			7 764	149.59	65.86	63.01	207.93	220.88	375.87	510.96	73.62	67.46	75.96	66.44	62.80	68.18	65.33	66.64	67.97	73.80	75.28	72.13	73.58
Коэффициент инфляции		%				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22	1.24	1.27	1.29	1.32	1.35	1.37	1.40	1.43	1.46

Продолжение таблицы 4.2.6																										
№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	
1	2	3	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	
I	Строительство скважин																									
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	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	
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	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	
II.	Перевод скважин																									
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	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	3.26	0.00	0.00	0.00	
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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	7.05	0.00	0.00	0.00	
III.	Прочие капитальные затраты																									
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	30	30	30	30	30	30	
3.	РИР	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5.	ПАВ	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого прочих затрат		тыс.\$	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$	75.05	76.55	78.08	79.64	81.23	82.86	84.52	86.21	87.93	89.69	91.48	93.31	95.18	97.08	99.02	101.00	103.02	92.47	94.32	96.21	98.14	100.10	102.10	
IV	Ликвидация скважин																									
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$	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	
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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	
Всего капитальных затрат		тыс.\$	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	50.51	44.44	44.44	47.70	44.44	44.44	44.44	
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	75.05	76.55	78.08	79.64	81.23	82.86	84.52	86.21	87.93	89.69	91.48	93.31	95.18	97.08	99.02	101.00	103.02	92.47	94.32	103.26	98.14	100.10	102.10	
Коэффициент инфляции		%	1.49	1.52	1.55	1.58	1.61	1.64	1.67	1.71	1.74	1.78	1.81	1.85	1.88	1.92	1.96	2.00	2.04	2.08	2.12	2.16	2.21	2.25	2.30	

Продолжение таблицы 4.2.6

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088
1	2	3	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74
I	Строительство скважин																									
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	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
II.	Перевод скважин																									
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	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
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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
III.	Прочие капитальные затраты																									
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
3.	РИР	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	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.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$	104.14	106.22	108.35	110.52	112.73	114.98	117.28	119.63	122.02	124.46	126.95	129.49	132.08	134.72	137.41	140.16	142.96	145.82	148.74	151.71	154.75	157.84	161.00	164.22
IV	Ликвидация скважин																									
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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
Всего капитальных затрат		тыс.\$	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44	44.44
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	104.14	106.22	108.35	110.52	112.73	114.98	117.28	119.63	122.02	124.46	126.95	129.49	132.08	134.72	137.41	140.16	142.96	145.82	148.74	151.71	154.75	157.84	161.00	164.22
Коэффициент инфляции		%	2.34	2.39	2.44	2.49	2.54	2.59	2.64	2.69	2.75	2.80	2.86	2.91	2.97	3.03	3.09	3.15	3.22	3.28	3.35	3.41	3.48	3.55	3.62	3.69

Таблица 4.2.7 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант II

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) , тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2022	1.00	16.29	0.12	0.32	15.84	5.86	9.98	427.89	203.50	4 539
2023	1.02	14.20	0.11	0.28	13.81	5.11	8.70	436.45	207.57	4 035
2024	1.04	13.25	0.10	0.26	12.89	4.77	8.12	445.18	211.72	3 842
2025	1.06	12.99	0.10	0.26	12.63	4.67	7.96	454.08	215.96	3 840
2026	1.08	15.97	0.12	0.32	15.54	5.75	9.79	463.16	220.28	4 819
2027	1.10	16.63	0.12	0.33	16.17	5.98	10.19	472.42	224.68	5 116
2028	1.13	20.02	0.15	0.40	19.48	7.21	12.27	481.87	229.18	6 284
2029	1.15	20.96	0.16	0.42	20.38	7.54	12.84	491.51	233.76	6 709
2030	1.17	20.14	0.15	0.40	19.59	7.25	12.34	501.34	238.43	6 577
2031	1.20	19.36	0.15	0.38	18.83	6.97	11.86	511.37	243.20	6 447
2032	1.22	18.61	0.14	0.37	18.10	6.70	11.40	521.59	248.07	6 323
2033	1.24	17.91	0.13	0.36	17.42	6.44	10.97	532.03	253.03	6 205
2034	1.27	18.48	0.14	0.37	17.97	6.65	11.32	542.67	258.09	6 531
2035	1.29	17.89	0.13	0.36	17.40	6.44	10.96	553.52	263.25	6 451
2036	1.32	17.34	0.13	0.34	16.87	6.24	10.63	564.59	268.52	6 376
2037	1.35	16.85	0.13	0.33	16.39	6.06	10.32	575.88	273.89	6 319
2038	1.37	17.38	0.13	0.34	16.90	6.25	10.65	587.40	279.36	6 649
2039	1.40	18.29	0.14	0.36	17.79	6.58	11.21	599.15	284.95	7 137
2040	1.43	17.84	0.13	0.35	17.35	6.42	10.93	611.13	290.65	7 102
2041	1.46	17.41	0.13	0.35	16.93	6.27	10.67	623.35	296.46	7 068
2042	1.49	16.99	0.13	0.34	16.52	6.11	10.41	635.82	302.39	7 035
2043	1.52	16.56	0.12	0.33	16.11	5.96	10.15	648.54	308.44	6 997
2044	1.55	16.15	0.12	0.32	15.71	5.81	9.90	661.51	314.61	6 960
2045	1.58	15.76	0.12	0.31	15.33	5.67	9.66	674.74	320.90	6 926
2046	1.61	15.38	0.12	0.31	14.96	5.53	9.42	688.23	327.32	6 893
2047	1.64	15.01	0.11	0.30	14.60	5.40	9.20	702.00	333.86	6 863
2048	1.67	14.65	0.11	0.29	14.25	5.27	8.98	716.04	340.54	6 834
2049	1.71	14.28	0.11	0.28	13.88	5.14	8.75	730.36	347.35	6 791
2050	1.74	13.95	0.10	0.28	13.56	5.02	8.55	744.96	354.30	6 766
2051	1.78	13.63	0.10	0.27	13.25	4.90	8.35	759.86	361.39	6 743
2052	1.81	13.31	0.10	0.26	12.95	4.79	8.16	775.06	368.61	6 719
2053	1.85	13.00	0.10	0.26	12.65	4.68	7.97	790.56	375.99	6 696
2054	1.88	12.71	0.10	0.25	12.36	4.57	7.79	806.37	383.51	6 675
2055	1.92	12.43	0.09	0.25	12.09	4.47	7.61	822.50	391.18	6 656
2056	1.96	12.15	0.09	0.24	11.82	4.37	7.45	838.95	399.00	6 639
2057	2.00	11.88	0.09	0.24	11.56	4.28	7.28	855.73	406.98	6 623
2058	2.04	11.63	0.09	0.23	11.31	4.18	7.12	872.85	415.12	6 609
2059	2.08	11.27	0.08	0.22	10.96	4.06	6.91	890.30	423.42	6 537
2060	2.12	11.03	0.08	0.22	10.73	3.97	6.76	908.11	431.89	6 526
2061	2.16	12.17	0.09	0.24	11.84	4.38	7.46	926.27	440.53	7 343
2062	2.21	11.88	0.09	0.24	11.56	4.28	7.28	944.80	449.34	7 311
2063	2.25	11.60	0.09	0.23	11.28	4.17	7.11	963.69	458.33	7 280
2064	2.30	11.33	0.08	0.22	11.02	4.08	6.94	982.97	467.49	7 251
2065	2.34	11.06	0.08	0.22	10.76	3.98	6.78	1 002.62	476.84	7 223
2066	2.39	10.81	0.08	0.21	10.51	3.89	6.62	1 022.68	486.38	7 197
2067	2.44	10.56	0.08	0.21	10.27	3.80	6.47	1 043.13	496.11	7 172
2068	2.49	10.32	0.08	0.20	10.03	3.71	6.32	1 063.99	506.03	7 149
2069	2.54	10.08	0.08	0.20	9.81	3.63	6.18	1 085.27	516.15	7 128
2070	2.59	9.86	0.07	0.20	9.59	3.55	6.04	1 106.98	526.47	7 106
2071	2.64	9.63	0.07	0.19	9.37	3.47	5.90	1 129.12	537.00	7 083
2072	2.69	9.41	0.07	0.19	9.16	3.39	5.77	1 151.70	547.74	7 062

Продолжение таблицы 4.2.7

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) , тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2073	2.75	9.19	0.07	0.18	8.94	3.31	5.63	1 174.73	558.70	7 035
2074	2.80	8.98	0.07	0.18	8.74	3.23	5.50	1 198.23	569.87	7 009
2075	2.86	8.77	0.07	0.17	8.53	3.16	5.37	1 222.19	581.27	6 979
2076	2.91	8.56	0.06	0.17	8.33	3.08	5.25	1 246.64	592.89	6 951
2077	2.97	8.36	0.06	0.17	8.13	3.01	5.12	1 271.57	604.75	6 925
2078	3.03	8.17	0.06	0.16	7.94	2.94	5.00	1 297.00	616.85	6 898
2079	3.09	7.97	0.06	0.16	7.76	2.87	4.89	1 322.94	629.18	6 872
2080	3.15	7.76	0.06	0.15	7.55	2.79	4.75	1 349.40	641.77	6 818
2081	3.22	7.58	0.06	0.15	7.37	2.73	4.64	1 376.39	654.60	6 793
2082	3.28	7.40	0.06	0.15	7.20	2.66	4.54	1 403.92	667.69	6 769
2083	3.35	7.23	0.05	0.14	7.04	2.60	4.43	1 431.99	681.05	6 748
2084	3.41	7.03	0.05	0.14	6.84	2.53	4.31	1 460.63	694.67	6 692
2085	3.48	6.87	0.05	0.14	6.69	2.47	4.21	1 489.85	708.56	6 671
2086	3.55	6.72	0.05	0.13	6.54	2.42	4.12	1 519.64	722.73	6 651
2087	3.62	6.56	0.05	0.13	6.38	2.36	4.02	1 550.04	737.19	6 627
2088	3.69	6.35	0.05	0.13	6.18	2.29	3.89	1 581.04	751.93	6 542
Итого		861.80	6.46	17.11	838.23	310.14	528.08			442 143

Таблица 4.2.8 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант II

Год	Инфляция, %	Производственные расходы																		
		КВД	МУО	Отбор проб нефти в пл усл	ГИС контроль	Определение профиля приемистости, тыс. долл.	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Затраты на питание, тыс. долл.	Текущий ремонт автодорог, тыс. долл.	Ремонт зданий и сооружений технического назначения тыс. долл.	Ремонт выкидных линий	Техническое обслуживание насосов ВН,ЭЦН,ПНГ	Текущий ремонт автотранспорта, тыс. долл.	Ремонт АГЗУ, тыс	Аренда спецтехники, тыс. долл.	Аренда газогенераторов, тыс. долл.	Экологические расходы, тыс.долл (Мониторинг, ОВОС)	Услуги охраны, тыс.долл.	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	ФОТ ППП, тыс. долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2022	1.00	0.0	0.0	0	9.7	3.0	51.1	4.6	15.4	87	52	11	8	4	3	165	11	18	4	294
2023	1.02	4.0	7.5	0	6.6	3.1	46.5	4.7	15.4		19	13	8		3	165	10	18	4	294
2024	1.04	4.1	7.7	0	6.7	3.1	45.2	4.8	15.4		20	14	8		3	165	9	19	5	294
2025	1.06	2.1	3.9	8	0.0	3.2	45.6	4.9	15.4		20	15	9	5	4	165	9	19	5	294
2026	1.08	4.2	8.0	8	0.0	3.3	57.0	5.0	15.4		21	16	9		4	165	11	20	6	294
2027	1.10	4.3	8.2	16	0.0	3.3	58.7	5.1	15.4		21	17	9		4	165	12	20	6	473
2028	1.13	6.6	12.5	25	3.6	3.4	70.8	5.2	15.7		21	18	9	5	4	165	15	20	6	502
2029	1.15	4.5	8.5	0	7.4	3.5	88.3	5.3	16.0		22	18	9		4	165	16	21	6	492
2030	1.17	0.0	0.0	0	0.0	3.5	89.3	5.4	16.3		22	18	9		4	165	16	21	6	502
2031	1.20	0.0	0.0	0	0.0	3.6	80.7	5.5	16.6		23	19	10	5	4	165	15	22	6	512
2032	1.22	0.0	0.0	0	0.0	3.7	80.9	5.6	17.0	106	23	18	10		4	165	15	22	6	500
2033	1.24	0.0	0.0	0	0.0	3.8	80.9	5.7	17.3		24	18	10		4	165	15	22	6	499
2034	1.27	2.5	4.7	0	4.1	3.8	95.4	5.8	17.6		24	18	10	5	4	165	15	23	6	509
2035	1.29	0.0	0.0	0	0.0	3.9	95.8	5.9	18.0		25	19	10		4	165	15	23	6	519
2036	1.32	0.0	0.0	0	0.0	4.0	96.4	6.0	18.3		25	19	11		4	165	15	24	6	518
2037	1.35	0.0	0.0	0	0.0	4.1	97.1	6.2	18.7		26	19	11	6	4	165	15	24	7	528
2038	1.37	2.7	5.1	0	4.4	4.1	112.3	6.3	19.1		26	20	11		5	165	16	25	7	539
2039	1.40	2.7	5.2	0	4.5	4.2	133.8	6.4	19.5		27	20	11		5	165	17	25	7	550
2040	1.43	0.0	0.0	0	0.0	4.3	134.1	6.5	19.9		27	20	12	6	5	165	17	26	7	561
2041	1.46	0.0	0.0	0	0.0	4.4	134.5	6.7	20.3		28	21	12		5	165	17	26	7	572
2042	1.49	0.0	0.0	0	0.0	4.5	135.0	6.8	20.7		28	21	12		5	165	17	27	7	583
2043	1.52	0.0	0.0	0	0.0	4.6	135.4	6.9	21.1	132	29	22	12	7	5	165	17	27	7	595
2044	1.55	0.0	0.0	0	0.0	4.7	135.9	7.1	21.5		29	22	12		5	165	16	28	8	607
2045	1.58	0.0	0.0	0	0.0	4.8	136.4	7.2	21.9		30	22	13		5	165	16	28	8	619
2046	1.61	0.0	0.0	0	0.0	4.9	137.0	7.4	22.4		31	23	13	7	5	165	16	29	8	631
2047	1.64	0.0	0.0	0	0.0	5.0	137.7	7.5	22.8		31	23	13		5	165	16	30	8	629
2048	1.67	0.0	0.0	0	0.0	5.1	138.4	7.7	23.3		32	23	14		6	165	16	30	8	642
2049	1.71	0.0	0.0	0	0.0	5.2	139.0	7.8	23.7		32	23	14	7	6	165	16	31	8	639
2050	1.74	0.0	0.0	0	0.0	5.3	139.8	8.0	24.2		33	24	14		6	165	16	31	8	652
2051	1.78	0.0	0.0	0	0.0	5.4	140.8	8.1	24.7		34	24	14		6	165	16	32	8	665
2052	1.81	0.0	0.0	0	0.0	5.5	141.8	8.3	25.2		34	25	15	8	6	165	16	33	8	679
2053	1.85	0.0	0.0	0	0.0	5.6	142.9	8.5	25.7		35	25	15		6	165	16	33	9	692
2054	1.88	0.0	0.0	0	0.0	5.7	144.0	8.6	26.2	164	36	26	15		6	165	16	34	9	706
2055	1.92	0.0	0.0	0	0.0	5.8	145.3	8.8	26.7		37	26	16	8	6	165	16	35	9	720
2056	1.96	0.0	0.0	0	0.0	5.9	146.6	9.0	27.3		37	27	16		7	165	16	35	9	734
2057	2.00	0.0	0.0	0	0.0	6.0	148.1	9.2	27.8		38	27	16		7	165	16	36	9	749
2058	2.04	0.0	0.0	0	0.0	6.2	149.6	9.3	28.4		39	28	16	9	7	165	16	37	10	764
2059	2.08	0.0	0.0	0	0.0	6.3	150.2	9.5	28.9		40	27	17		7	165	15	38	9	742
2060	2.12	0.0	0.0	0	0.0	6.4	151.9	9.7	29.5		40	28	17		7	165	15	38	9	757
2061	2.16	4.2	8.0	0	7.0	6.5	192.5	9.9	30.1		41	28	17	9	7	165	17	39	10	772
2062	2.21	0.0	0.0	0	0.0	6.7	193.6	10.1	30.7		42	29	18		7	165	17	40	10	788
2063	2.25	0.0	0.0	0	0.0	6.8	194.4	10.3	31.3		43	29	18		8	165	17	41	10	804
2064	2.30	0.0	0.0	0	0.0	6.9	195.3	10.5	31.9		44	30	19	10	8	165	17	41	10	820
2065	2.34	0.0	0.0	0	0.0	7.1	196.4	10.7	32.6	204	45	30	19		8	165	17	42	10	836
2066	2.39	0.0	0.0	0	0.0	7.2	197.6	11.0	33.2		45	31	19		8	165	17	43	11	853
2067	2.44	0.0	0.0	0	0.0	7.4	199.1	11.2	33.9		46	32	20	11	8	165	17	44	11	870
2068	2.49	0.0	0.0	0	0.0	7.5	200.7	11.4	34.6		47	32	20		8	165	17	45	11	887

Продолжение таблицы 4.2.8

Год	Инфляция, %	Производственные расходы																		
		КВД	МУО	Отбор проб нефти в пл усл	ГИС контроль	Определение профиля приемистости, тыс. долл.	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Затраты на питание, тыс. долл.	Текущий ремонт автодорог, тыс. долл.	Ремонт зданий и сооружений технического назначения тыс. долл	Ремонт выкидных линий	Техническое обслуживание насосов ВН,ЭЦН,ППН	Текущий ремонт автотранспорта, тыс. долл.	Ремонт АГЗУ, тыс	Аренда спецтехники, тыс. долл.	Аренда газогенераторов, тыс. долл.	Экологические расходы, тыс.долл (Мониторинг, ОВОС)	Услуги охраны, тыс.долл.	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	ФОТ ППП, тыс. долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2069	2.54	0.0	0.0	0	0.0	7.7	202.6	11.6	35.3		48	33	20		8	165	17	46	11	905
2070	2.59	0.0	0.0	0	0.0	7.8	204.6	11.9	36.0		49	34	21	11	9	165	17	47	12	923
2071	2.64	0.0	0.0	0	0.0	8.0	206.8	12.1	36.7		50	34	21		9	165	17	48	12	941
2072	2.69	0.0	0.0	0	0.0	8.1	209.2	12.3	37.4		51	35	22		9	165	17	49	12	960
2073	2.75	0.0	0.0	0	0.0	8.3	211.6	12.6	38.2		52	36	22	12	9	165	17	50	12	979
2074	2.80	0.0	0.0	0	0.0	8.5	214.3	12.8	38.9		53	36	23		9	165	17	50	12	999
2075	2.86	0.0	0.0	0	0.0	8.6	217.1	13.1	39.7		54	37	23		10	165	17	52	13	1 019
2076	2.91	0.0	0.0	0	0.0	8.8	220.2	13.4	40.5	253	55	38	24	13	10	165	16	53	13	1 039
2077	2.97	0.0	0.0	0	0.0	9.0	223.5	13.6	41.3		57	39	24		10	165	16	54	13	1 060
2078	3.03	0.0	0.0	0	0.0	9.2	227.1	13.9	42.2		58	39	24		10	165	16	55	14	1 081
2079	3.09	0.0	0.0	0	0.0	9.3	231.1	14.2	43.0		59	40	25	13	10	165	16	56	14	1 103
2080	3.15	0.0	0.0	0	0.0	9.5	233.9	14.5	43.9		60	40	25		11	165	16	57	14	1 097
2081	3.22	0.0	0.0	0	0.0	9.7	237.8	14.7	44.7		61	41	26		11	165	16	58	14	1 119
2082	3.28	0.0	0.0	0	0.0	9.9	242.1	15.0	45.6		62	41	27	14	11	165	16	59	14	1 141
2083	3.35	0.0	0.0	0	0.0	10.1	246.8	15.3	46.5		64	42	27		11	165	16	60	15	1 164
2084	3.41	0.0	0.0	0	0.0	10.3	250.6	15.6	47.5		65	42	28		11	165	16	62	14	1 157
2085	3.48	0.0	0.0	0	0.0	10.5	255.9	16.0	48.4		66	43	28	15	12	165	16	63	15	1 180
2086	3.55	0.0	0.0	0	0.0	10.7	261.7	16.3	49.4		68	44	29		12	165	16	64	15	1 204
2087	3.62	0.0	0.0	0	0.0	10.9	267.7	16.6	50.4		69	43	29		12	165	16	65	15	1 195
2088	3.69	0.0	0.0	0	0.0	11.2	271.8	16.9	51.4		70	42	30	16	12	165	16	67	14	1 153
Итого		41.9	79.3	57	54.1	418.1	10 595.9	634.5	1 929.6	945	2 665.02	1 835.24	1 118.74	205.68	461.48	11 055.00	1 048.06	2 496.18	630.83	50 103.58

Продолжение таблицы 4.2.8

Год	Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс.долл	Расходы периода						Расходы по реализации		
	НДПИ, тыс.долл.	Налог на имущество, тыс. долл.	Налоги от ФОТ ППЦ, тыс.долл			Обще- административные расходы, тыс. долл.	ФОТ АУП, тыс. долл.	Страхование сотрудников АУП, тыс. долл.	Приобретение авиабилетов, тыс. долл.	Аудиторские и банковские услуги, тыс. долл.	Обслуживание информационных систем, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти внутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2022	177	53	134	741	364	62	120	1	31	6	24	136	64	322
2023	157	47	134	623	338	64	145	1	32	6	22	121	57	281
2024	149	42	134	624	325	65	156	2	32	6	21	115	54	286
2025	149	39	134	627	322	66	167	2	33	6	21	115	54	280
2026	187	36	134	646	358	68	182	2	33	6	26	144	68	345
2027	199	36	216	838	450	69	193	2	34	7	27	153	72	359
2028	244	37	229	909	510	70	206	2	35	7	34	188	89	468
2029	261	31	224	886	516	72	201	2	36	7	36	201	95	490
2030	256	25	229	878	510	73	205	2	36	7	35	197	93	471
2031	251	20	233	886	504	75	209	2	37	7	35	193	91	488
2032	246	18	228	977	492	76	205	2	38	7	34	189	89	469
2033	241	16	228	871	485	78	204	2	38	7	33	185	88	451
2034	254	15	232	915	501	79	208	2	39	8	35	195	92	466
2035	251	14	237	911	501	81	213	2	40	8	35	193	91	483
2036	248	13	236	912	497	82	212	2	41	8	34	191	90	468
2037	246	12	241	931	498	84	216	2	42	8	34	189	89	455
2038	259	11	246	966	515	86	221	2	42	8	36	199	94	500
2039	278	11	251	1 002	539	88	225	2	43	8	38	213	101	527
2040	276	10	256	1 010	542	89	229	2	44	8	38	212	100	514
2041	275	10	261	1 018	545	91	234	2	45	9	38	211	100	533
2042	274	9	266	1 032	549	93	239	2	46	9	38	210	99	520
2043	272	9	271	1 185	553	95	243	2	47	9	38	209	99	507
2044	271	9	277	1 062	556	97	248	2	48	9	37	208	98	523
2045	269	9	282	1 077	560	99	253	3	49	9	37	207	98	510
2046	268	9	288	1 100	565	101	258	3	50	10	37	206	97	498
2047	267	9	287	1 094	563	103	258	3	51	10	37	205	97	513
2048	266	9	293	1 110	567	105	263	3	52	10	37	204	97	501
2049	264	9	292	1 117	564	107	262	3	53	10	36	203	96	514
2050	263	9	298	1 127	569	109	267	3	54	10	36	202	96	502
2051	262	9	304	1 144	574	111	272	3	55	11	36	202	95	490
2052	261	9	310	1 169	580	113	278	3	56	11	36	201	95	551
2053	260	9	316	1 179	585	115	283	3	57	11	36	200	95	538
2054	260	9	322	1 361	591	118	289	3	58	11	36	200	94	526
2055	259	9	329	1 224	597	120	295	3	59	11	36	199	94	514
2056	258	9	335	1 235	603	123	301	3	61	12	36	198	94	503
2057	258	9	342	1 254	609	125	307	3	62	12	36	198	94	556
2058	257	9	349	1 283	615	127	313	3	63	12	35	198	93	544
2059	254	9	339	1 255	602	130	304	3	64	12	35	195	92	527
2060	254	9	345	1 275	609	133	310	3	66	13	35	195	92	516
2061	286	10	352	1 365	648	135	316	3	67	13	39	219	104	635
2062	284	10	359	1 357	653	138	322	3	68	13	39	219	103	620
2063	283	10	367	1 377	660	141	329	3	70	13	39	218	103	605
2064	282	10	374	1 408	666	144	335	3	71	14	39	217	103	591
2065	281	10	381	1 623	672	146	342	3	72	14	39	216	102	637
2066	280	10	389	1 441	679	149	349	3	74	14	39	215	102	622
2067	279	10	397	1 474	686	152	356	4	75	14	38	214	101	608
2068	278	10	405	1 487	693	155	363	4	77	15	38	214	101	653
2069	277	10	413	1 511	701	158	370	4	78	15	38	213	101	639
2070	277	11	421	1 547	708	162	378	4	80	15	38	212	100	624
2071	276	11	430	1 561	716	165	385	4	82	16	38	212	100	610
2072	275	11	438	1 586	724	168	393	4	83	16	38	211	100	647
2073	274	11	447	1 624	732	172	401	4	85	16	38	210	99	632
2074	273	11	456	1 640	740	175	409	4	87	17	38	209	99	617

Продолжение таблицы 4.2.8

Год	Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс.долл	Расходы периода						Расходы по реализации		
	НДПИ, тыс. долл.	Налог на имущество, тыс. долл.	Налоги от ФОТ ППП, тыс.долл			Обще- административные расходы, тыс. долл.	ФОТ АУП, тыс. долл.	Страхование сотрудников АУП, тыс. долл.	Приобретение авиабилетов, тыс. долл.	Аудиторские и банковские услуги, тыс. долл.	Обслуживание информационных систем, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти внутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2075	272	12	465	1 667	748	178	417	4	88	17	37	209	99	650
2076	271	12	474	1 961	757	182	425	4	90	17	37	208	98	635
2077	270	12	484	1 725	765	186	434	4	92	18	37	207	98	620
2078	269	12	493	1 755	774	189	443	4	94	18	37	206	98	649
2079	268	12	503	1 799	783	193	452	4	96	18	37	205	97	634
2080	266	13	501	1 786	779	197	449	4	97	19	37	204	96	617
2081	265	13	511	1 818	788	201	458	5	99	19	36	203	96	644
2082	264	13	521	1 864	798	205	467	5	101	19	36	202	96	629
2083	263	13	531	1 883	807	209	477	5	103	20	36	202	95	614
2084	261	14	528	1 884	802	213	474	5	106	20	36	200	95	597
2085	260	14	538	1 933	812	218	483	5	108	21	36	199	94	584
2086	259	14	549	1 953	823	222	493	5	110	21	36	199	94	571
2087	258	15	545	1 956	818	226	489	5	112	21	36	198	94	558
2088	255	15	526	1 937	796	231	472	5	114	22	35	196	93	540
Итого	17 203.98	991.77	22 859.76	86 375.50	41 055.51	8 651.52	20 676.90	205.70	4 279.17	819.75	2 372.04	13 215.05	6 253.31	35 791.92

Продолжение таблицы 4.2.8

Год	Налоги и платежи, входящие в расходы периода			Всего расходы периода, тыс.долл	Всего налоги и платежи ,входящие в расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл	НИОКР, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс. долл.	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Прочие налоги, тыс.долл	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл											
1	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2022	276	23	47	245	668	200	8.07	1 194	7	45	200	2 479	45	73
2023	245	23	57	270	607	178	7.04	1 078	6	40	200	2 269	43	76
2024	297	24	61	281	668	169	6.57	1 081	6	38	200	2 320	46	82
2025	297	24	66	294	667	169	6.44	1 097	7	38	200	2 332	47	84
2026	373	25	72	317	814	212	7.92	1 183	7	48	200	2 610	39	74
2027	396	25	76	333	856	225	8.24	1 404	10	51	200	2 972	49	84
2028	486	26	81	353	1 061	277	9.93	1 549	11	63	200	3 394	43	77
2029	519	26	79	353	1 115	295	10.39	1 545	9	67	200	3 452	41	74
2030	509	27	81	359	1 088	290	9.99	1 537	9	66	200	3 409	44	76
2031	570	27	82	365	1 167	284	9.60	1 545	9	64	200	3 489	46	80
2032	559	28	81	362	1 136	278	9.23	1 626	10	63	200	3 527	52	87
2033	549	28	80	363	1 108	273	8.88	1 516	9	62	200	3 381	49	85
2034	577	29	82	371	1 154	288	0.00	1 574	9	65	200	3 504	49	85
2035	570	29	84	378	1 166	284	0.00	1 573	9	65	200	3 514	51	88
2036	564	30	83	379	1 145	281	0.00	1 572	9	64	200	3 487	53	91
2037	559	31	85	386	1 129	278	0.00	1 595	9	63	200	3 495	55	95
2038	625	31	87	395	1 243	293	0.00	1 654	10	66	200	3 689	55	95
2039	670	32	89	405	1 317	314	0.00	1 721	10	71	200	3 859	54	94
2040	667	33	90	412	1 304	313	0.00	1 734	10	71	200	3 861	57	97
2041	664	33	92	419	1 322	311	0.00	1 748	10	71	200	3 896	58	100
2042	661	34	94	426	1 308	310	0.00	1 768	10	70	200	3 906	61	104
2043	657	35	96	434	1 294	308	0.00	1 927	12	70	200	4 056	72	116
2044	731	35	98	442	1 387	306	0.00	1 810	11	70	200	4 034	66	112
2045	727	36	100	450	1 373	305	0.00	1 832	11	69	200	4 045	68	116
2046	724	37	102	458	1 360	304	0.00	1 861	11	69	200	4 066	72	121
2047	720	37	101	460	1 372	302	0.00	1 856	11	69	200	4 070	73	124
2048	717	38	103	468	1 360	301	0.00	1 879	11	68	200	4 086	76	128
2049	788	39	103	470	1 444	299	0.00	1 887	11	68	200	4 174	78	132
2050	785	40	105	479	1 432	298	0.00	1 904	11	68	200	4 184	81	137
2051	782	40	107	488	1 420	297	0.00	1 928	11	67	200	4 202	84	142
2052	780	41	109	496	1 481	296	0.00	1 961	12	67	200	4 301	88	147
2053	777	42	112	506	1 469	295	0.00	1 979	12	67	200	4 312	91	152
2054	811	43	114	515	1 494	294	0.00	2 170	14	67	200	4 535	107	171
2055	809	44	116	524	1 483	293	0.00	2 041	12	67	200	4 400	99	164
2056	807	45	118	534	1 473	292	0.00	2 061	12	66	200	4 415	102	170
2057	805	46	121	544	1 527	292	0.00	2 090	13	66	200	4 505	106	176
2058	803	46	123	554	1 517	291	0.00	2 128	13	66	200	4 539	110	183
2059	831	47	120	549	1 525	288	0.00	2 091	13	65	200	4 497	111	186
2060	829	48	122	559	1 516	287	0.00	2 121	13	65	200	4 524	116	192
2061	933	49	124	574	1 742	323	0.00	2 262	14	73	200	4 939	111	186
2062	929	50	127	584	1 726	322	0.00	2 263	14	73	200	4 929	114	190
2063	1 006	51	130	595	1 792	321	0.00	2 292	14	73	200	5 030	119	198
2064	1 002	52	132	606	1 777	319	0.00	2 333	14	73	200	5 062	124	206
2065	998	53	135	617	1 823	318	0.00	2 558	16	72	200	5 342	147	231
2066	1 034	54	137	629	1 848	317	0.00	2 387	14	72	200	5 200	133	221
2067	1 030	55	140	640	1 834	316	0.00	2 430	15	72	200	5 237	140	230
2068	1 027	57	143	652	1 880	315	0.00	2 454	15	71	200	5 314	144	238
2069	1 024	58	146	664	1 866	314	0.00	2 489	15	71	200	5 342	150	247
2070	1 060	59	149	677	1 892	313	0.00	2 536	15	71	200	5 423	157	257
2071	1 057	60	152	689	1 879	312	0.00	2 562	16	71	200	5 443	162	266

Продолжение таблицы 4.2.8

Год	Налоги и платежи, входящие в расходы периода			Всего расходы периода, тыс.долл	Всего налоги и платежи ,входящие в расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл	НИОКР, тыс.долл.	Социально- экономическое развитие региона, тыс. долл.	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Прочие налоги, тыс.долл	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл											
1	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2072	1 054	61	155	702	1 917	311	0.00	2 600	16	71	200	5 527	169	276
2073	1 127	62	158	715	1 980	310	0.00	2 650	16	70	200	5 648	177	288
2074	1 123	64	161	729	1 965	309	0.00	2 677	16	70	200	5 669	183	298
2075	1 118	65	164	742	1 998	307	0.00	2 717	17	70	200	5 749	190	310
2076	1 152	66	168	756	2 021	306	0.00	3 024	20	70	200	6 091	229	353
2077	1 148	68	171	771	2 006	305	0.00	2 800	17	69	200	5 859	206	335
2078	1 143	69	174	785	2 036	304	0.00	2 844	18	69	200	5 940	215	348
2079	1 215	70	178	800	2 097	303	0.00	2 901	18	69	200	6 069	226	364
2080	1 206	72	177	803	2 071	300	0.00	2 890	18	68	200	6 026	230	373
2081	1 201	73	180	819	2 098	299	0.00	2 935	18	68	200	6 107	240	387
2082	1 197	75	184	834	2 084	298	0.00	2 996	19	68	200	6 164	252	405
2083	1 193	76	188	850	2 071	297	0.00	3 030	19	67	200	6 195	260	419
2084	1 183	78	186	853	2 045	295	0.00	3 032	19	67	200	6 164	268	431
2085	1 180	79	190	869	2 033	294	0.00	3 096	19	67	200	6 227	281	450
2086	1 176	81	194	886	2 022	293	0.00	3 132	20	67	200	6 263	291	466
2087	1 172	82	193	890	2 004	292	0.00	3 137	20	66	200	6 245	298	478
2088	1 157	84	186	879	1 966	288	0.00	3 104	19	65	200	6 151	305	488
Итого	55 361.72	3 151.41	8 141.53	37 005.07	102 446.58	19 468.36	102.28	142 951	869.97	4 421.43	13 400.00	305 145		

Таблица 4.2.9-Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант II

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тонна нефти, \$/тонна	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2022	1 194	73	1 589	471	2 479	1 589	1 589	1 589	318	1 271	0	1 271
2023	1 078	76	1 328	437	2 269	1 328	1 328	1 328	266	1 063	0	1 063
2024	1 081	82	1 113	409	2 320	1 113	1 113	1 113	223	891	0	891
2025	1 097	84	1 101	407	2 332	1 101	1 101	1 101	220	881	0	881
2026	1 183	74	1 802	407	2 610	1 802	1 802	1 802	360	1 441	0	1 441
2027	1 404	84	1 714	430	2 972	1 714	1 714	1 714	343	1 371	0	1 371
2028	1 549	77	2 421	469	3 394	2 421	2 421	2 421	484	1 937	0	1 937
2029	1 545	74	2 818	439	3 452	2 818	2 818	2 818	564	2 255	0	2 255
2030	1 537	76	2 757	412	3 409	2 757	2 757	2 757	551	2 206	0	2 206
2031	1 545	80	2 569	388	3 489	2 569	2 569	2 569	514	2 056	0	2 056
2032	1 626	87	2 614	181	3 527	2 614	2 614	2 614	523	2 091	0	2 091
2033	1 516	85	2 660	164	3 381	2 660	2 660	2 660	532	2 128	0	2 128
2034	1 574	85	2 878	150	3 504	2 878	2 878	2 878	576	2 302	0	2 302
2035	1 573	88	2 799	137	3 514	2 799	2 799	2 799	560	2 239	0	2 239
2036	1 572	91	2 763	127	3 487	2 763	2 763	2 763	553	2 210	0	2 210
2037	1 595	95	2 706	118	3 495	2 706	2 706	2 706	541	2 165	0	2 165
2038	1 654	95	2 849	111	3 689	2 849	2 849	2 849	570	2 279	0	2 279
2039	1 721	94	3 173	106	3 859	3 173	3 173	3 173	635	2 538	0	2 538
2040	1 734	97	3 140	101	3 861	3 140	3 140	3 140	628	2 512	0	2 512
2041	1 748	100	3 075	97	3 896	3 075	3 075	3 075	615	2 460	0	2 460
2042	1 768	104	3 035	93	3 906	3 035	3 035	3 035	607	2 428	0	2 428
2043	1 927	116	2 850	91	4 056	2 850	2 850	2 850	570	2 280	0	2 280
2044	1 810	112	2 838	89	4 034	2 838	2 838	2 838	568	2 270	0	2 270
2045	1 832	116	2 793	88	4 045	2 793	2 793	2 793	559	2 234	0	2 234
2046	1 861	121	2 741	87	4 066	2 741	2 741	2 741	548	2 193	0	2 193
2047	1 856	124	2 706	86	4 070	2 706	2 706	2 706	541	2 165	0	2 165
2048	1 879	128	2 663	86	4 086	2 663	2 663	2 663	533	2 130	0	2 130
2049	1 887	132	2 531	86	4 174	2 531	2 531	2 531	506	2 025	0	2 025
2050	1 904	137	2 496	86	4 184	2 496	2 496	2 496	499	1 997	0	1 997
2051	1 928	142	2 455	87	4 202	2 455	2 455	2 455	491	1 964	0	1 964
2052	1 961	147	2 330	87	4 301	2 330	2 330	2 330	466	1 864	0	1 864
2053	1 979	152	2 296	88	4 312	2 296	2 296	2 296	459	1 837	0	1 837
2054	2 170	171	2 051	89	4 535	2 051	2 051	2 051	410	1 641	0	1 641
2055	2 041	164	2 166	91	4 400	2 166	2 166	2 166	433	1 733	0	1 733
2056	2 061	170	2 132	92	4 415	2 132	2 132	2 132	426	1 705	0	1 705
2057	2 090	176	2 025	93	4 505	2 025	2 025	2 025	405	1 620	0	1 620
2058	2 128	183	1 975	95	4 539	1 975	1 975	1 975	395	1 580	0	1 580
2059	2 091	186	1 946	94	4 497	1 946	1 946	1 946	389	1 557	0	1 557
2060	2 121	192	1 908	94	4 524	1 908	1 908	1 908	382	1 526	0	1 526
2061	2 262	186	2 309	96	4 939	2 309	2 309	2 309	462	1 847	0	1 847
2062	2 263	190	2 285	96	4 929	2 285	2 285	2 285	457	1 828	0	1 828
2063	2 292	198	2 153	97	5 030	2 153	2 153	2 153	431	1 722	0	1 722
2064	2 333	206	2 091	97	5 062	2 091	2 091	2 091	418	1 673	0	1 673
2065	2 558	231	1 783	98	5 342	1 783	1 783	1 783	357	1 426	0	1 426
2066	2 387	221	1 897	100	5 200	1 897	1 897	1 897	379	1 518	0	1 518
2067	2 430	230	1 835	101	5 237	1 835	1 835	1 835	367	1 468	0	1 468
2068	2 454	238	1 733	102	5 314	1 733	1 733	1 733	347	1 387	0	1 387

Продолжение таблицы 4.2.9

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тонна нефти, \$/тонна	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2069	2 489	247	1 681	104	5 342	1 681	1 681	1 681	336	1 345	0	1 345
2070	2 536	257	1 577	106	5 423	1 577	1 577	1 577	315	1 262	0	1 262
2071	2 562	266	1 533	107	5 443	1 533	1 533	1 533	307	1 226	0	1 226
2072	2 600	276	1 426	109	5 527	1 426	1 426	1 426	285	1 141	0	1 141
2073	2 650	288	1 276	111	5 648	1 276	1 276	1 276	255	1 021	0	1 021
2074	2 677	298	1 227	113	5 669	1 227	1 227	1 227	245	982	0	982
2075	2 717	310	1 115	115	5 749	1 115	1 115	1 115	223	892	0	892
2076	3 024	353	744	117	6 091	744	744	744	149	595	0	595
2077	2 800	335	947	120	5 859	947	947	947	189	758	0	758
2078	2 844	348	835	122	5 940	835	835	835	167	668	0	668
2079	2 901	364	679	124	6 069	679	679	679	136	543	0	543
2080	2 890	373	666	127	6 026	666	666	666	133	533	0	533
2081	2 935	387	556	129	6 107	556	556	556	111	445	0	445
2082	2 996	405	474	132	6 164	474	474	474	95	379	0	379
2083	3 030	419	419	134	6 195	419	419	419	84	335	0	335
2084	3 032	431	391	137	6 164	391	391	391	78	313	0	313
2085	3 096	450	304	139	6 227	304	304	304	61	243	0	243
2086	3 132	466	247	142	6 263	247	247	247	49	197	0	197
2087	3 137	478	236	145	6 245	236	236	236	47	189	0	189
2088	3 104	488	244	148	6 151	244	244	244	49	195	0	195
Итого	142 951	13 411	126 467	10 531	305 145	126 467	126 467	126 467	25 293	101 174	0	101 174

Таблица 4.2.10 -Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант II

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2022	1 271	1 592.19	1 592	н/д	1 447	2022
2023	1 063	1 442.33	3 035	н/д	2 639	0
2024	891	1 232.85	4 267	н/д	3 566	0
2025	881	1 079.95	5 347	н/д	4 303	0
2026	1 441	1 623.30	6 971	н/д	5 311	0
2027	1 371	1 425.77	8 396	н/д	6 116	0
2028	1 937	1 904.22	10 301	н/д	7 093	0
2029	2 255	2 611.24	12 912	н/д	8 311	0
2030	2 206	2 549.87	15 462	н/д	9 393	0
2031	2 056	2 377.08	17 839	н/д	10 309	0
2032	2 091	2 201.42	20 040	н/д	11 081	0
2033	2 128	2 224.67	22 265	н/д	11 790	0
2034	2 302	2 383.91	24 649	н/д	12 480	0
2035	2 239	2 311.25	26 960	н/д	13 089	0
2036	2 210	2 270.24	29 230	н/д	13 632	0
2037	2 165	2 214.41	31 445	н/д	14 114	0
2038	2 279	2 316.88	33 762	н/д	14 573	0
2039	2 538	2 568.59	36 330	н/д	15 035	0
2040	2 512	2 540.68	38 871	н/д	15 450	0
2041	2 460	2 483.24	41 354	н/д	15 819	0
2042	2 428	2 446.64	43 801	н/д	16 150	0
2043	2 280	2 294.22	46 095	н/д	16 432	0
2044	2 270	2 280.99	48 376	н/д	16 686	0
2045	2 234	2 242.16	50 618	н/д	16 914	0
2046	2 193	2 198.08	52 816	н/д	17 117	0
2047	2 165	2 168.38	54 985	н/д	17 299	0
2048	2 130	2 131.46	57 116	н/д	17 461	0
2049	2 025	2 024.33	59 140	н/д	17 602	0
2050	1 997	1 995.44	61 136	н/д	17 728	0
2051	1 964	1 960.65	63 096	н/д	17 840	0
2052	1 864	1 860.19	64 957	н/д	17 937	0
2053	1 837	1 831.51	66 788	н/д	18 024	0
2054	1 641	1 634.89	68 423	н/д	18 094	0
2055	1 733	1 725.97	70 149	н/д	18 162	0
2056	1 705	1 698.15	71 847	н/д	18 222	0
2057	1 620	1 612.29	73 459	н/д	18 274	0
2058	1 580	1 571.66	75 031	н/д	18 320	0
2059	1 557	1 558.46	76 590	н/д	18 362	0
2060	1 526	1 526.27	78 116	н/д	18 399	0
2061	1 847	1 839.29	79 955	н/д	18 440	0
2062	1 828	1 826.28	81 781	н/д	18 476	0
2063	1 722	1 719.03	83 500	н/д	18 508	0
2064	1 673	1 668.18	85 169	н/д	18 535	0
2065	1 426	1 420.78	86 589	н/д	18 557	0
2066	1 518	1 511.26	88 101	н/д	18 578	0
2067	1 468	1 460.28	89 561	н/д	18 596	0
2068	1 387	1 378.39	90 939	н/д	18 611	0
2069	1 345	1 336.20	92 275	н/д	18 625	0
2070	1 262	1 252.29	93 528	н/д	18 637	0
2071	1 226	1 216.48	94 744	н/д	18 647	0
2072	1 141	1 130.47	95 875	н/д	18 656	0
2073	1 021	1 009.77	96 885	н/д	18 663	0
2074	982	970.22	97 855	н/д	18 669	0
2075	892	880.01	98 735	н/д	18 675	0
2076	595	582.66	99 317	н/д	18 678	0

Продолжение таблицы 4.2.10

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2077	758	745.14	100 063	н/д	18 681	0
2078	668	655.35	100 718	н/д	18 684	0
2079	543	529.57	101 247	н/д	18 686	0
2080	533	519.02	101 766	н/д	18 688	0
2081	445	431.12	102 198	н/д	18 689	0
2082	379	364.64	102 562	н/д	18 691	0
2083	335	320.33	102 883	н/д	18 691	0
2084	313	297.65	103 180	н/д	18 692	0
2085	243	227.91	103 408	н/д	18 693	0
2086	197	181.60	103 590	н/д	18 693	0
2087	189	173.14	103 763	н/д	18 693	0
2088	195	178.61	103 941	н/д	18 694	0
2089	0	-372.14	103 569	н/д	18 693	0
2090	0	-333.75	103 236	н/д	18 693	0
2091	0	-304.39	102 931	н/д	18 692	0
2092	0	-262.78	102 668	н/д	18 692	0
2093	0	-239.57	102 429	н/д	18 692	0
2094	0	-281.10	102 148	н/д	18 691	0
2095	0	-612.43	101 535	н/д	18 691	0
2096	0	-312.58	101 223	н/д	18 691	0
2097	0	-406.54	100 816	0	18 690	0
2098	0	-464.19	100 352	0	18 690	0
2099	0	-543.39	99 809	0	18 690	0
2100	0	-645.51	99 163	0	18 689	0
Итого	101 174	99 163		0		2022

Таблица 4.2.11 - Капитальные вложения по месторождению Блиновское. Вариант IV

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс.\$	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
I	Строительство скважин																								
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	10	94.16	942	0	0	0	188	188	282	282	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	10	47.27	473	0	0	0	95	95	142	142	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$			1 414	0	0	0	283	283	424.30	424.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$			1 553	0	0	0	300	306	468.46	477.83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II.	Перевод скважин																								
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	1	7.07	7	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	6	3.26	20	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	3	0	0	0	3	3	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	3	5.05	15	0	0	0	0	5	0	5	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$			42	0.00	0.00	0.00	0.00	12.12	0.00	5.05	7	0.00	5.05	0.00	0.00	3.26	0.00	0	0	3	3	0	0
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$			53	0.00	0.00	0.00	0.00	13.12	0.00	5.69	7	0.00	6.04	0.00	0.00	4.13	0.00	0	0	4	5	0	0
III.	Прочие капитальные затраты																								
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	213	7.07	1 506	14	14	14	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	724	6.06	4 388	24	30	30	73	79	85	85	85	85	85	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
3.	РИР	тыс.\$	10	6.06	61	0	12	12	0	6	6	6	6	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	1	94.16	94	0	0	0	0	0	0	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	9	14.14	127	42	0	0	0	14	14	14	14	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$			69	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$			6 245	149.59	56.57	56.57	101.01	127.27	133.33	227.49	133.33	133.33	133.33	107.07	107.07	107.07	107.07	107.07	107.07	107.07	107.07	107.07	107.07
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$			11 913	149.59	57.70	58.85	107.19	137.76	147.21	256.19	153.16	156.22	159.35	130.52	133.13	135.79	138.51	141.28	144.10	146.99	149.92	152.92	155.98
IV	Ликвидация скважин																								
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	7	3.92	28	0	8	4	4	0	0	4	0	0	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	2	3.92	8	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$			36	0	8.00	4.00	4	0	0	8	0.00	0	8.00	4.00	0	0.00	0	0.00	0	0	0	0	0.00
Итого затрат на ликвидацию скажин с учетом инфляции		тыс.\$			40	0	8.16	4.16	4.25	0.00	0.00	9.01	0.00	0.00	9.57	4.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0.00
Всего капитальных затрат		тыс.\$			7 737	149.59	64.57	60.57	387.88	422.26	557.63	664.84	139.85	133.33	146.39	111.07	107.07	110.33	107.07	107.07	107.07	110.33	110.33	107.07	107.07
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$			13 558	149.59	65.86	63.01	411.62	457.07	615.67	748.72	160.64	156.22	174.95	135.40	133.13	139.92	138.51	141.28	144.10	151.46	154.49	152.92	155.98
Коэффициент инфляции		%				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22	1.24	1.27	1.29	1.32	1.35	1.37	1.40	1.43	1.46

Продолжение таблицы 4.2.11

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
1	2	3	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
I	Строительство скважин																								
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	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
II.	Перевод скважин																								
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	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	3.26	0.00	0.00	0.00
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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	7.05	0.00	0.00	0.00
III.	Прочие капитальные затраты																								
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	28	28	28	28	28	28	28	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	73	73	73	73	73	73	73	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
3.	РИР	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$	101.01	101.01	101.01	101.01	101.01	101.01	101.01	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$	150.10	153.10	156.16	159.28	162.47	165.72	169.03	150.00	153.00	156.06	159.18	162.36	165.61	168.92	172.30	175.75	179.26	182.85	186.51	190.24	194.04	197.92	201.88
IV	Ликвидация скважин																								
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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
Всего капитальных затрат		тыс.\$	101.01	101.01	101.01	101.01	101.01	101.01	101.01	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	91.14	87.88	87.88	87.88
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	150.10	153.10	156.16	159.28	162.47	165.72	169.03	150.00	153.00	156.06	159.18	162.36	165.61	168.92	172.30	175.75	179.26	182.85	186.51	197.29	194.04	197.92	201.88
Коэффициент инфляции		%	1.49	1.52	1.55	1.58	1.61	1.64	1.67	1.71	1.74	1.78	1.81	1.85	1.88	1.92	1.96	2.00	2.04	2.08	2.12	2.16	2.21	2.25	2.30

Продолжение таблицы 4.2.11																							
№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085
1	2	3	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71
I	Строительство скважин																						
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство и освоение скважин	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	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
II.	Перевод скважин																						
1.	Ввод с разведочного фонда	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	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
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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
III.	Прочие капитальные затраты																						
1.	КРС добывающие скважины	тыс.\$	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
2.	ПРС добывающие скважины	тыс.\$	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	61	61	61	61	61	61
3.	РИР	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Зарезка бокового ствола	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	ПАВ	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ревизия насоса УЭЦН, ВН, ШГН, Обслуживание насосов ЭЦН, Замена насоса ВН на ЭЦН	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прочих затрат		тыс.\$	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	81.82	81.82	81.82	81.82	81.82	81.82
Итого прочих затрат с учетом инфляции		тыс.\$	205.92	210.03	214.24	218.52	222.89	227.35	231.90	236.53	241.26	246.09	251.01	256.03	261.15	266.38	271.70	258.02	263.18	268.45	273.82	279.29	284.88
IV	Ликвидация скважин																						
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на ликвидацию скважин		тыс.\$	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
Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции		тыс.\$	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
Всего капитальных затрат		тыс.\$	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	87.88	81.82	81.82	81.82	81.82	81.82	81.82
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	205.92	210.03	214.24	218.52	222.89	227.35	231.90	236.53	241.26	246.09	251.01	256.03	261.15	266.38	271.70	258.02	263.18	268.45	273.82	279.29	284.88
Коэффициент инфляции		%	2.34	2.39	2.44	2.49	2.54	2.59	2.64	2.69	2.75	2.80	2.86	2.91	2.97	3.03	3.09	3.15	3.22	3.28	3.35	3.41	3.48

Таблица 4.2.12 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Блиновское. Вариант IV

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) , тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2022	1.00	16.29	0.12	0.32	15.84	5.86	9.98	427.89	203.50	4 539
2023	1.02	14.20	0.11	0.28	13.81	5.11	8.70	436.45	207.57	4 035
2024	1.04	13.25	0.10	0.26	12.89	4.77	8.12	445.18	211.72	3 842
2025	1.06	13.57	0.10	0.27	13.20	4.88	8.31	454.08	215.96	4 013
2026	1.08	17.36	0.13	0.34	16.89	6.25	10.64	463.16	220.28	5 237
2027	1.10	18.56	0.14	0.37	18.06	6.68	11.37	472.42	224.68	5 712
2028	1.13	22.27	0.17	0.44	21.67	8.02	13.65	481.87	229.18	6 991
2029	1.15	22.83	0.17	0.45	22.20	8.21	13.99	491.51	233.76	7 307
2030	1.17	21.70	0.16	0.43	21.10	7.81	13.29	501.34	238.43	7 084
2031	1.20	20.65	0.15	0.41	20.08	7.43	12.65	511.37	243.20	6 877
2032	1.22	19.69	0.15	0.39	19.15	7.08	12.06	521.59	248.07	6 688
2033	1.24	18.80	0.14	0.37	18.29	6.77	11.52	532.03	253.03	6 516
2034	1.27	19.23	0.14	0.38	18.70	6.92	11.78	542.67	258.09	6 795
2035	1.29	18.52	0.14	0.37	18.01	6.66	11.35	553.52	263.25	6 676
2036	1.32	17.86	0.13	0.35	17.37	6.43	10.94	564.59	268.52	6 568
2037	1.35	17.28	0.13	0.34	16.81	6.22	10.59	575.88	273.89	6 482
2038	1.37	17.74	0.13	0.35	17.26	6.39	10.87	587.40	279.36	6 788
2039	1.40	18.59	0.14	0.37	18.09	6.69	11.39	599.15	284.95	7 256
2040	1.43	18.07	0.14	0.36	17.58	6.50	11.07	611.13	290.65	7 193
2041	1.46	17.60	0.13	0.35	17.12	6.33	10.79	623.35	296.46	7 146
2042	1.49	17.13	0.13	0.34	16.66	6.16	10.50	635.82	302.39	7 093
2043	1.52	16.68	0.13	0.33	16.23	6.00	10.22	648.54	308.44	7 047
2044	1.55	16.26	0.12	0.32	15.81	5.85	9.96	661.51	314.61	7 004
2045	1.58	15.85	0.12	0.31	15.41	5.70	9.71	674.74	320.90	6 964
2046	1.61	15.45	0.12	0.31	15.03	5.56	9.47	688.23	327.32	6 926
2047	1.64	15.04	0.11	0.30	14.63	5.41	9.22	702.00	333.86	6 878
2048	1.67	14.65	0.11	0.29	14.25	5.27	8.98	716.04	340.54	6 834
2049	1.71	14.28	0.11	0.28	13.88	5.14	8.75	730.36	347.35	6 791
2050	1.74	13.95	0.10	0.28	13.56	5.02	8.55	744.96	354.30	6 766
2051	1.78	13.63	0.10	0.27	13.25	4.90	8.35	759.86	361.39	6 743
2052	1.81	13.31	0.10	0.26	12.95	4.79	8.16	775.06	368.61	6 719
2053	1.85	13.00	0.10	0.26	12.65	4.68	7.97	790.56	375.99	6 696
2054	1.88	12.71	0.10	0.25	12.36	4.57	7.79	806.37	383.51	6 675
2055	1.92	12.43	0.09	0.25	12.09	4.47	7.61	822.50	391.18	6 656
2056	1.96	12.15	0.09	0.24	11.82	4.37	7.45	838.95	399.00	6 639
2057	2.00	11.88	0.09	0.24	11.56	4.28	7.28	855.73	406.98	6 623
2058	2.04	11.63	0.09	0.23	11.31	4.18	7.12	872.85	415.12	6 609
2059	2.08	11.27	0.08	0.22	10.96	4.06	6.91	890.30	423.42	6 537
2060	2.12	11.03	0.08	0.22	10.73	3.97	6.76	908.11	431.89	6 526
2061	2.16	12.17	0.09	0.24	11.84	4.38	7.46	926.27	440.53	7 343
2062	2.21	11.88	0.09	0.24	11.56	4.28	7.28	944.80	449.34	7 311
2063	2.25	11.60	0.09	0.23	11.28	4.17	7.11	963.69	458.33	7 280
2064	2.30	11.33	0.08	0.22	11.02	4.08	6.94	982.97	467.49	7 251
2065	2.34	11.06	0.08	0.22	10.76	3.98	6.78	1 002.62	476.84	7 223
2066	2.39	10.81	0.08	0.21	10.51	3.89	6.62	1 022.68	486.38	7 197
2067	2.44	10.56	0.08	0.21	10.27	3.80	6.47	1 043.13	496.11	7 172
2068	2.49	10.28	0.08	0.20	10.00	3.70	6.30	1 063.99	506.03	7 126
2069	2.54	10.05	0.08	0.20	9.78	3.62	6.16	1 085.27	516.15	7 104
2070	2.59	9.82	0.07	0.19	9.55	3.53	6.02	1 106.98	526.47	7 082
2071	2.64	9.60	0.07	0.19	9.34	3.45	5.88	1 129.12	537.00	7 059
2072	2.69	9.38	0.07	0.19	9.13	3.38	5.75	1 151.70	547.74	7 037
2073	2.75	9.13	0.07	0.18	8.88	3.28	5.59	1 174.73	558.70	6 984

Продолжение таблицы 4.2.12

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) , тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2074	2.80	8.91	0.07	0.18	8.67	3.21	5.46	1 198.23	569.87	6 957
2075	2.86	8.70	0.07	0.17	8.46	3.13	5.33	1 222.19	581.27	6 927
2076	2.91	8.50	0.06	0.17	8.26	3.06	5.21	1 246.64	592.89	6 898
2077	2.97	8.30	0.06	0.16	8.07	2.99	5.08	1 271.57	604.75	6 871
2078	3.03	8.10	0.06	0.16	7.88	2.91	4.96	1 297.00	616.85	6 842
2079	3.09	7.91	0.06	0.16	7.69	2.85	4.85	1 322.94	629.18	6 815
2080	3.15	7.69	0.06	0.15	7.48	2.77	4.71	1 349.40	641.77	6 760
2081	3.22	7.51	0.06	0.15	7.31	2.70	4.60	1 376.39	654.60	6 734
2082	3.28	7.34	0.06	0.15	7.14	2.64	4.50	1 403.92	667.69	6 709
2083	3.35	7.17	0.05	0.14	6.97	2.58	4.39	1 431.99	681.05	6 686
2084	3.41	6.97	0.05	0.14	6.78	2.51	4.27	1 460.63	694.67	6 629
2085	3.48	6.81	0.05	0.14	6.62	2.45	4.17	1 489.85	708.56	6 607
Итого		857.95	6.43	17.03	834.48	308.76	525.72			427 074

Таблица 4.2.13 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения Блиновское. Вариант IV

Год	Инфляция, %	Производственные расходы																		
		КВД	МУО	Отбор проб нефти в пл усл	ГИС контроль	Определение профиля приемистости, тыс. долл.	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Затраты на питание, тыс. долл.	Текущий ремонт автодорог, тыс. долл.	Ремонт зданий и сооружений технического назначения, тыс. долл.	Ремонт выкидных линий	Техническое обслуживание насосов ВН,ЭЦН,ШГН	Текущий ремонт автотранспорта, тыс. долл.	Ремонт АГЗУ, тыс	Аренда спецтехники, тыс. долл.	Аренда газогенераторов, тыс. долл.	Экологические расходы, тыс.долл (Мониторинг, ОВОС)	Услуги охраны, тыс.долл.	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	ФОТ ППП, тыс. долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2022	1.00	0.0	0.0	0	9.7	3.0	51.1	4.6	15.4	87	52	11	8	4	3	165	11	18	4	294
2023	1.02	4.0	7.5	0	6.6	3.1	46.5	4.7	15.4	0	19	13	8		3	165	10	18	4	294
2024	1.04	4.1	7.7	0	6.7	3.1	45.2	4.8	15.4	0	20	14	8		3	165	9	19	5	294
2025	1.06	4.1	7.9	16	0.0	3.2	47.4	4.9	15.4	0	20	15	9	5	4	165	10	19	5	294
2026	1.08	6.3	12.0	16	0.0	3.3	61.4	5.0	15.4	0	21	17	9		4	165	12	20	6	294
2027	1.10	6.5	12.3	25	10.7	3.3	64.5	5.1	15.4	0	21	18	9		4	165	14	20	6	502
2028	1.13	8.8	16.7	33	14.6	3.4	77.5	5.2	15.7	0	21	20	9	5	4	165	17	20	7	542
2029	1.15	4.5	8.5	0	11.1	3.5	93.0	5.3	16.0	0	22	19	9		4	165	17	21	7	533
2030	1.17	0.0	0.0	0	3.8	3.5	92.3	5.4	16.3	0	22	20	9		4	165	17	21	7	543
2031	1.20	0.0	0.0	0	3.9	3.6	82.7	5.5	16.6	0	23	20	10	5	4	165	16	22	7	554
2032	1.22	0.0	0.0	0	0.0	3.7	82.7	5.6	17.0	106	23	20	10		4	165	16	22	7	544
2033	1.24	0.0	0.0	0	0.0	3.8	82.9	5.7	17.3	0	24	20	10		4	165	15	22	7	543
2034	1.27	2.5	4.7	0	4.1	3.8	97.2	5.8	17.6	0	24	20	10	5	4	165	16	23	7	554
2035	1.29	0.0	0.0	0	0.0	3.9	97.5	5.9	18.0	0	25	21	10		4	165	16	23	7	565
2036	1.32	0.0	0.0	0	0.0	4.0	98.0	6.0	18.3	0	25	21	11		4	165	16	24	7	565
2037	1.35	0.0	0.0	0	0.0	4.1	98.8	6.2	18.7	0	26	21	11	6	4	165	15	24	7	576
2038	1.37	2.7	5.1	0	4.4	4.1	114.0	6.3	19.1	0	26	21	11		5	165	16	25	7	588
2039	1.40	2.7	5.2	0	4.5	4.2	135.5	6.4	19.5	0	27	22	11		5	165	17	25	7	599
2040	1.43	0.0	0.0	0	0.0	4.3	135.7	6.5	19.9	0	27	22	12	6	5	165	17	26	7	599
2041	1.46	0.0	0.0	0	0.0	4.4	136.1	6.7	20.3	0	28	22	12		5	165	17	26	8	611
2042	1.49	0.0	0.0	0	0.0	4.5	136.3	6.8	20.7	0	28	22	12		5	165	17	27	8	610
2043	1.52	0.0	0.0	0	0.0	4.6	136.6	6.9	21.1	132	29	23	12	7	5	165	17	27	8	622
2044	1.55	0.0	0.0	0	0.0	4.7	136.9	7.1	21.5	0	29	23	12		5	165	17	28	8	634
2045	1.58	0.0	0.0	0	0.0	4.8	137.4	7.2	21.9	0	30	24	13		5	165	17	28	8	647
2046	1.61	0.0	0.0	0	0.0	4.9	137.9	7.4	22.4	0	31	24	13	7	5	165	16	29	8	660
2047	1.64	0.0	0.0	0	0.0	5.0	138.3	7.5	22.8	0	31	23	13		5	165	16	30	8	644
2048	1.67	0.0	0.0	0	0.0	5.1	138.8	7.7	23.3	0	32	23	14		6	165	16	30	8	642
2049	1.71	0.0	0.0	0	0.0	5.2	139.3	7.8	23.7	0	32	23	14	7	6	165	16	31	8	639
2050	1.74	0.0	0.0	0	0.0	5.3	140.2	8.0	24.2	0	33	24	14		6	165	16	31	8	652
2051	1.78	0.0	0.0	0	0.0	5.4	141.2	8.1	24.7	0	34	24	14		6	165	16	32	8	665
2052	1.81	0.0	0.0	0	0.0	5.5	142.2	8.3	25.2	0	34	25	15	8	6	165	16	33	8	679
2053	1.85	0.0	0.0	0	0.0	5.6	143.4	8.5	25.7	0	35	25	15		6	165	16	33	9	692
2054	1.88	0.0	0.0	0	0.0	5.7	144.7	8.6	26.2	164	36	26	15		6	165	16	34	9	706
2055	1.92	0.0	0.0	0	0.0	5.8	146.2	8.8	26.7	0	37	26	16	8	6	165	16	35	9	720
2056	1.96	0.0	0.0	0	0.0	5.9	147.8	9.0	27.3	0	37	27	16		7	165	16	35	9	734
2057	2.00	0.0	0.0	0	0.0	6.0	149.4	9.2	27.8	0	38	27	16		7	165	16	36	9	749
2058	2.04	0.0	0.0	0	0.0	6.2	151.3	9.3	28.4	0	39	28	16	9	7	165	16	37	10	764
2059	2.08	0.0	0.0	0	0.0	6.3	152.1	9.5	28.9	0	40	27	17		7	165	15	38	9	742
2060	2.12	0.0	0.0	0	0.0	6.4	154.2	9.7	29.5	0	40	28	17		7	165	15	38	9	757
2061	2.16	4.2	8.0	0	7.0	6.5	195.3	9.9	30.1	0	41	28	17	9	7	165	17	39	10	772
2062	2.21	0.0	0.0	0	0.0	6.7	196.9	10.1	30.7	0	42	29	18		7	165	17	40	10	788
2063	2.25	0.0	0.0	0	0.0	6.8	198.4	10.3	31.3	0	43	29	18		8	165	17	41	10	804
2064	2.30	0.0	0.0	0	0.0	6.9	200.1	10.5	31.9	0	44	30	19	10	8	165	17	41	10	820
2065	2.34	0.0	0.0	0	0.0	7.1	202.0	10.7	32.6	204	45	30	19		8	165	17	42	10	836
2066	2.39	0.0	0.0	0	0.0	7.2	204.1	11.0	33.2	0	45	31	19		8	165	17	43	11	853
2067	2.44	0.0	0.0	0	0.0	7.4	206.9	11.2	33.9	0	46	32	20	11	8	165	17	44	11	870
2068	2.49	0.0	0.0	0	0.0	7.5	209.5	11.4	34.6	0	47	32	20		8	165	17	45	11	887

Продолжение таблицы 4.2.13

Год	Инфляция, %	Производственные расходы																		
		КВД	МУО	Отбор проб нефти в пл усл	ГИС контроль	Определение профиля приемистости, тыс. долл.	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Затраты на питание, тыс. долл.	Текущий ремонт автодорог, тыс. долл.	Ремонт зданий и сооружений технического назначения, тыс. долл.	Ремонт выкидных линий	Техническое обслуживание насосов ВН,ЭЦН,ШГН	Текущий ремонт автотранспорта, тыс. долл.	Ремонт АГЗУ, тыс	Аренда спецтехники, тыс. долл.	Аренда газогенераторов, тыс. долл.	Экологические расходы, тыс.долл (Мониторинг, ОВОС)	Услуги охраны, тыс.долл.	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	ФОТ ППП, тыс. долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2069	2.54	0.0	0.0	0	0.0	7.7	213.0	11.6	35.3	0	48	33	20		8	165	17	46	11	905
2070	2.59	0.0	0.0	0	0.0	7.8	216.8	11.9	36.0	0	49	34	21	11	9	165	17	47	12	923
2071	2.64	0.0	0.0	0	0.0	8.0	220.9	12.1	36.7	0	50	34	21		9	165	17	48	12	941
2072	2.69	0.0	0.0	0	0.0	8.1	225.5	12.3	37.4	0	51	35	22		9	165	17	49	12	960
2073	2.75	0.0	0.0	0	0.0	8.3	229.6	12.6	38.2	0	52	36	22	12	9	165	17	50	12	979
2074	2.80	0.0	0.0	0	0.0	8.5	234.9	12.8	38.9	0	53	36	23		9	165	16	50	12	999
2075	2.86	0.0	0.0	0	0.0	8.6	240.9	13.1	39.7	0	54	37	23		10	165	16	52	13	1 019
2076	2.91	0.0	0.0	0	0.0	8.8	247.4	13.4	40.5	253	55	38	24	13	10	165	16	53	13	1 039
2077	2.97	0.0	0.0	0	0.0	9.0	254.7	13.6	41.3	0	57	39	24		10	165	16	54	13	1 060
2078	3.03	0.0	0.0	0	0.0	9.2	262.8	13.9	42.2	0	58	39	24		10	165	16	55	14	1 081
2079	3.09	0.0	0.0	0	0.0	9.3	271.7	14.2	43.0	0	59	40	25	13	10	165	16	56	14	1 103
2080	3.15	0.0	0.0	0	0.0	9.5	280.5	14.5	43.9	0	60	40	25		11	165	16	57	14	1 097
2081	3.22	0.0	0.0	0	0.0	9.7	291.5	14.7	44.7	0	61	41	26		11	165	16	58	14	1 119
2082	3.28	0.0	0.0	0	0.0	9.9	304.0	15.0	45.6	0	62	41	27	14	11	165	16	59	14	1 141
2083	3.35	0.0	0.0	0	0.0	10.1	318.0	15.3	46.5	0	64	42	27		11	165	16	60	15	1 164
2084	3.41	0.0	0.0	0	0.0	10.3	332.1	15.6	47.5	0	65	42	28		11	165	16	62	14	1 157
2085	3.48	0.0	0.0	0	0.0	10.5	341.0	16.0	48.4	0	66	43	28	15	12	165	16	63	15	1 180
Итого		50.4	95.5	90	87.1	385.3	10 552.5	584.7	1 778.5	945	2 458.37	1 736.21	1 030.91	189.76	425.25	10 560.00	1 012.34	2 300.21	596.79	47 349.10

Продолжение таблицы 4.2.13

Год	Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции,	Расходы периода						Расходы по реализации		
	НДПИ, тыс. долл.	Налог на имущество, тыс. долл.	Налоги от ФОТ ППЦ, тыс.долл			Общеадминистративные расходы, тыс. долл.	ФОТ АУП, тыс. долл.	Страхование сотрудников АУП, тыс. долл.	Приобретение авиабилетов, тыс. долл.	Аудиторские и банковские услуги, тыс. долл.	Обслуживание информационных систем, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти внутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2022	177	53	134	741	364	62	120	1	31	6	24	136	64	322
2023	157	47	134	623	338	64	145	1	32	6	22	121	57	281
2024	149	42	134	624	325	65	156	2	32	6	21	115	54	286
2025	149	39	134	627	322	66	167	2	33	6	21	115	54	280
2026	190	37	134	646	361	68	182	2	33	6	26	146	69	349
2027	204	37	216	850	456	69	193	2	34	7	28	157	74	368
2028	252	38	229	922	520	70	206	2	35	7	35	194	92	484
2029	268	33	224	891	525	72	201	2	36	7	37	206	97	503
2030	261	27	229	883	517	73	205	2	36	7	36	200	95	480
2031	254	22	233	891	509	75	209	2	37	7	35	195	92	494
2032	247	20	228	977	495	76	205	2	38	7	34	190	90	471
2033	243	18	228	871	488	78	204	2	38	7	33	186	88	454
2034	255	16	232	915	504	79	208	2	39	8	35	196	93	468
2035	252	15	237	911	503	81	213	2	40	8	35	194	92	485
2036	249	13	236	912	499	82	212	2	41	8	34	191	91	470
2037	247	12	241	931	500	84	216	2	42	8	34	190	90	456
2038	260	12	246	966	517	86	221	2	42	8	36	199	94	502
2039	279	11	251	1 002	540	88	225	2	43	8	38	214	101	528
2040	277	10	256	1 010	543	89	229	2	44	8	38	213	101	516
2041	275	10	261	1 018	546	91	234	2	45	9	38	212	100	534
2042	274	10	266	1 032	550	93	239	2	46	9	38	211	100	521
2043	273	9	271	1 185	553	95	243	2	47	9	38	210	99	508
2044	271	9	277	1 062	557	97	248	2	48	9	37	208	99	524
2045	270	9	282	1 077	561	99	253	3	49	9	37	207	98	512
2046	269	9	288	1 100	565	101	258	3	50	10	37	206	98	499
2047	268	9	287	1 093	563	103	258	3	51	10	37	206	97	514
2048	266	9	293	1 110	568	105	263	3	52	10	37	205	97	502
2049	265	9	292	1 117	565	107	262	3	53	10	37	203	96	515
2050	264	9	298	1 127	570	109	267	3	54	10	36	203	96	503
2051	263	9	304	1 144	575	111	272	3	55	11	36	202	96	492
2052	262	9	310	1 169	580	113	278	3	56	11	36	201	95	552
2053	261	9	316	1 179	586	115	283	3	57	11	36	201	95	540
2054	260	9	322	1 361	592	118	289	3	58	11	36	200	95	527
2055	260	9	329	1 224	597	120	295	3	59	11	36	199	94	516
2056	259	9	335	1 235	603	123	301	3	61	12	36	199	94	504
2057	258	9	342	1 254	610	125	307	3	62	12	36	199	94	558
2058	258	9	349	1 283	616	127	313	3	63	12	36	198	94	545
2059	255	9	339	1 255	603	130	304	3	64	12	35	196	93	529
2060	255	9	345	1 275	610	133	310	3	66	13	35	196	93	518
2061	286	10	344	1 344	640	135	308	3	67	13	40	220	104	637
2062	285	10	350	1 336	645	138	314	3	68	13	39	219	104	622
2063	284	10	357	1 356	651	141	321	3	70	13	39	218	103	607
2064	283	10	365	1 386	657	144	327	3	71	14	39	217	103	593
2065	282	10	372	1 601	664	146	334	3	72	14	39	217	102	639
2066	281	10	379	1 419	670	149	340	3	74	14	39	216	102	624
2067	280	10	387	1 451	677	152	347	3	75	14	39	215	102	610
2068	279	10	395	1 463	684	155	354	4	77	15	38	214	101	656
2069	278	10	403	1 487	691	158	361	4	78	15	38	214	101	641
2070	277	11	411	1 522	699	162	368	4	80	15	38	213	101	626

Продолжение таблицы 4.2.13

Год	Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции,	Расходы периода						Расходы по реализации		
	НДПИ, тыс. долл.	Налог на имущество, тыс. долл.	Налоги от ФОТ ПП, тыс.долл			Общеадминистративные расходы, тыс. долл.	ФОТ АУП, тыс. долл.	Страхование сотрудников АУП, тыс. долл.	Приобретение авиабилетов, тыс. долл.	Аудиторские и банковские услуги, тыс. долл.	Обслуживание информационных систем, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти внутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2071	277	11	419	1 535	706	165	376	4	82	16	38	212	101	612
2072	276	11	427	1 561	714	168	383	4	83	16	38	212	100	649
2073	275	11	436	1 598	722	172	391	4	85	16	38	211	100	634
2074	274	11	444	1 613	730	175	399	4	87	17	38	210	99	620
2075	273	12	453	1 640	738	178	407	4	88	17	38	209	99	652
2076	272	12	462	1 933	746	182	415	4	90	17	37	209	99	637
2077	271	12	472	1 696	754	186	423	4	92	18	37	208	98	622
2078	270	12	481	1 726	763	189	432	4	94	18	37	207	98	652
2079	269	12	491	1 769	772	193	440	4	96	18	37	206	98	637
2080	267	13	488	1 756	767	197	438	4	97	19	37	205	97	620
2081	266	13	497	1 787	776	201	446	4	99	19	37	204	96	646
2082	265	13	507	1 832	785	205	455	5	101	19	36	203	96	632
2083	264	13	518	1 851	795	209	464	5	103	20	36	203	96	617
2084	262	14	514	1 851	790	213	461	5	106	20	36	201	95	600
2085	261	14	524	1 899	799	218	470	5	108	21	36	200	95	587
Итого	17 285.26	1 010.79	22 533.36	85 643.34	40 829.42	8 651.52	20 384.06	202.79	4 279.17	819.75	2 383.33	13 277.93	6 283.06	35 958.36

Продолжение таблицы 4.2.13

Год	Налоги и платежи, входящие в расходы периода			Всего расходы периода, тыс.долл	Всего налоги и платежи ,входящие в расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл	НИОКР, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс. долл.	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Прочие налоги, тыс.долл	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл											
1	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2022	276	23	47	245	668	200	7.97	1 194	7	45	200	2 479	45	73
2023	245	23	57	270	607	178	6.95	1 078	6	40	200	2 269	43	76
2024	297	24	61	281	668	169	6.49	1 081	6	38	200	2 320	46	82
2025	297	24	66	294	667	169	6.35	1 097	7	38	200	2 332	47	84
2026	377	25	72	317	823	215	7.91	1 186	7	49	200	2 626	39	73
2027	405	25	76	333	874	231	8.33	1 422	11	52	200	3 015	48	84
2028	502	26	81	354	1 093	286	10.12	1 572	11	65	200	3 461	42	76
2029	533	26	79	354	1 142	303	10.53	1 560	9	69	200	3 504	40	72
2030	519	27	81	360	1 107	295	10.05	1 548	9	67	200	3 447	43	75
2031	578	27	82	365	1 182	288	9.60	1 554	9	65	200	3 519	45	79
2032	562	28	81	362	1 142	280	9.16	1 628	10	64	200	3 538	52	87
2033	552	28	80	363	1 114	275	8.81	1 518	9	62	200	3 391	48	84
2034	581	29	82	372	1 159	289	0.00	1 576	9	66	200	3 514	49	85
2035	572	29	84	378	1 170	285	0.00	1 574	9	65	200	3 522	51	88
2036	566	30	83	379	1 149	282	0.00	1 573	9	64	200	3 494	52	90
2037	561	31	85	386	1 133	279	0.00	1 596	9	63	200	3 502	55	94
2038	627	31	87	395	1 247	294	0.00	1 655	10	67	200	3 696	55	95
2039	673	32	89	405	1 322	315	0.00	1 723	10	72	200	3 866	54	94
2040	670	33	90	412	1 308	314	0.00	1 736	10	71	200	3 868	56	97
2041	665	33	92	419	1 324	312	0.00	1 748	10	71	200	3 900	58	100
2042	662	34	94	426	1 311	310	0.00	1 769	10	70	200	3 910	61	104
2043	659	35	96	434	1 297	309	0.00	1 928	12	70	200	4 060	71	116
2044	732	35	98	442	1 389	307	0.00	1 811	11	70	200	4 038	66	112
2045	729	36	100	450	1 376	306	0.00	1 832	11	69	200	4 049	68	116
2046	725	37	102	458	1 363	304	0.00	1 862	11	69	200	4 070	71	121
2047	722	37	101	460	1 375	303	0.00	1 856	11	69	200	4 074	73	123
2048	719	38	103	468	1 363	302	0.00	1 879	11	68	200	4 090	76	128
2049	790	39	103	470	1 447	300	0.00	1 887	11	68	200	4 178	78	132
2050	787	40	105	479	1 435	299	0.00	1 904	11	68	200	4 188	81	136
2051	784	40	107	488	1 424	298	0.00	1 929	11	68	200	4 207	84	141
2052	782	41	109	497	1 484	297	0.00	1 962	12	67	200	4 306	88	147
2053	779	42	112	506	1 472	296	0.00	1 980	12	67	200	4 317	90	152
2054	814	43	114	515	1 498	295	0.00	2 170	14	67	200	4 540	107	170
2055	811	44	116	524	1 487	294	0.00	2 042	12	67	200	4 405	98	164
2056	809	45	118	534	1 476	293	0.00	2 062	12	67	200	4 421	101	169
2057	807	46	121	544	1 531	292	0.00	2 091	13	66	200	4 510	105	175
2058	806	46	123	554	1 521	292	0.00	2 129	13	66	200	4 545	110	183
2059	833	47	120	549	1 529	289	0.00	2 092	13	66	200	4 502	111	185
2060	832	48	122	559	1 520	288	0.00	2 122	13	65	200	4 530	115	192
2061	936	49	121	566	1 743	324	0.00	2 234	13	74	200	4 904	109	183
2062	932	50	124	576	1 727	323	0.00	2 235	13	73	200	4 894	112	188
2063	1 008	51	126	587	1 793	321	0.00	2 264	14	73	200	4 994	117	195
2064	1 005	52	129	598	1 778	320	0.00	2 304	14	73	200	5 026	122	203
2065	1 001	53	131	609	1 824	319	0.00	2 528	16	72	200	5 305	144	228
2066	1 037	54	134	620	1 850	318	0.00	2 356	14	72	200	5 162	131	217
2067	1 034	55	137	631	1 836	317	0.00	2 399	15	72	200	5 198	137	227
2068	1 030	57	139	643	1 882	316	0.00	2 422	15	72	200	5 275	141	234
2069	1 027	58	142	655	1 868	315	0.00	2 457	15	72	200	5 302	147	243
2070	1 064	59	145	667	1 894	314	0.00	2 503	15	71	200	5 382	154	253

Продолжение таблицы 4.2.13														
Год	Налоги и платежи, входящие в расходы периода			Всего расходы периода, тыс.долл	Всего налоги и платежи ,входящие в расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл	НИОКР, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс. долл.	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Прочие налоги, тыс.долл	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл											
1	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2071	1 060	60	148	680	1 881	313	0.00	2 528	15	71	200	5 401	159	262
2072	1 057	61	151	692	1 919	312	0.00	2 565	16	71	200	5 484	165	272
2073	1 131	62	154	705	1 982	311	0.00	2 614	16	71	200	5 605	173	283
2074	1 127	64	157	719	1 968	310	0.00	2 641	16	70	200	5 625	179	293
2075	1 123	65	160	732	2 000	308	0.00	2 680	16	70	200	5 705	186	305
2076	1 157	66	163	746	2 024	307	0.00	2 986	19	70	200	6 045	225	347
2077	1 153	68	167	760	2 009	306	0.00	2 762	17	70	200	5 812	202	329
2078	1 148	69	170	774	2 039	305	0.00	2 805	17	69	200	5 893	210	342
2079	1 220	70	173	789	2 101	304	0.00	2 862	18	69	200	6 021	221	357
2080	1 211	72	172	792	2 074	301	0.00	2 849	18	68	200	5 977	225	366
2081	1 206	73	176	807	2 102	300	0.00	2 894	18	68	200	6 058	235	380
2082	1 202	75	179	822	2 088	299	0.00	2 954	18	68	200	6 113	246	397
2083	1 199	76	183	838	2 075	298	0.00	2 987	19	68	200	6 143	255	411
2084	1 189	78	182	841	2 048	296	0.00	2 988	19	67	200	6 111	262	423
2085	1 185	79	185	857	2 036	295	0.00	3 051	19	67	200	6 173	275	442
Итого	55 602.24	3 151.41	8 026.23	36 720.61	102 738.24	19 560.99	102.28	142 027	862.65	4 442.47	13 400.00	304 300		

Таблица 4.2.14-Расчет чистой прибыли по месторождения Блиновское. Вариант IV

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тонна нефти, \$/тонна	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2022	1 195	73	1 588	471	2 480	1 588	1 588	1 588	318	1 270	0	1 270
2023	1 078	76	1 328	437	2 270	1 328	1 328	1 328	266	1 062	0	1 062
2024	1 082	82	1 113	409	2 320	1 113	1 113	1 113	223	890	0	890
2025	1 127	83	1 174	437	2 402	1 174	1 174	1 174	235	939	0	939
2026	1 233	71	2 015	468	2 754	2 015	2 015	2 015	403	1 612	0	1 612
2027	1 510	81	1 969	519	3 224	1 969	1 969	1 969	394	1 575	0	1 575
2028	1 679	75	2 708	580	3 703	2 708	2 708	2 708	542	2 166	0	2 166
2029	1 646	72	3 052	546	3 709	3 052	3 052	3 052	610	2 442	0	2 442
2030	1 632	75	2 927	516	3 641	2 927	2 927	2 927	585	2 342	0	2 342
2031	1 637	79	2 675	491	3 710	2 675	2 675	2 675	535	2 140	0	2 140
2032	1 712	87	2 681	280	3 728	2 681	2 681	2 681	536	2 145	0	2 145
2033	1 600	85	2 690	258	3 567	2 690	2 690	2 690	538	2 152	0	2 152
2034	1 656	86	2 877	241	3 678	2 877	2 877	2 877	575	2 301	0	2 301
2035	1 654	89	2 769	225	3 681	2 769	2 769	2 769	554	2 216	0	2 216
2036	1 652	93	2 709	213	3 646	2 709	2 709	2 709	542	2 167	0	2 167
2037	1 676	97	2 631	202	3 648	2 631	2 631	2 631	526	2 105	0	2 105
2038	1 734	98	2 755	195	3 839	2 755	2 755	2 755	551	2 204	0	2 204
2039	1 802	97	3 062	189	4 005	3 062	3 062	3 062	612	2 450	0	2 450
2040	1 796	99	3 035	183	3 975	3 035	3 035	3 035	607	2 428	0	2 428
2041	1 811	103	2 959	179	4 009	2 959	2 959	2 959	592	2 367	0	2 367
2042	1 811	106	2 931	175	3 987	2 931	2 931	2 931	586	2 345	0	2 345
2043	1 970	118	2 740	172	4 135	2 740	2 740	2 740	548	2 192	0	2 192
2044	1 854	114	2 722	169	4 113	2 722	2 722	2 722	544	2 178	0	2 178
2045	1 876	118	2 672	168	4 124	2 672	2 672	2 672	534	2 138	0	2 138
2046	1 906	123	2 615	167	4 144	2 615	2 615	2 615	523	2 092	0	2 092
2047	1 879	125	2 597	167	4 114	2 597	2 597	2 597	519	2 078	0	2 078
2048	1 879	128	2 573	167	4 094	2 573	2 573	2 573	515	2 058	0	2 058
2049	1 887	132	2 444	165	4 182	2 444	2 444	2 444	489	1 955	0	1 955
2050	1 904	137	2 412	163	4 192	2 412	2 412	2 412	482	1 929	0	1 929
2051	1 929	142	2 372	162	4 210	2 372	2 372	2 372	474	1 897	0	1 897
2052	1 962	147	2 248	161	4 309	2 248	2 248	2 248	450	1 799	0	1 799
2053	1 980	152	2 215	162	4 320	2 215	2 215	2 215	443	1 772	0	1 772
2054	2 170	171	1 970	162	4 543	1 970	1 970	1 970	394	1 576	0	1 576
2055	2 042	164	2 085	163	4 408	2 085	2 085	2 085	417	1 668	0	1 668
2056	2 062	170	2 051	165	4 424	2 051	2 051	2 051	410	1 640	0	1 640
2057	2 091	176	1 943	166	4 514	1 943	1 943	1 943	389	1 555	0	1 555
2058	2 130	183	1 893	168	4 548	1 893	1 893	1 893	379	1 514	0	1 514
2059	2 093	186	1 860	170	4 506	1 860	1 860	1 860	372	1 488	0	1 488
2060	2 124	192	1 819	173	4 534	1 819	1 819	1 819	364	1 455	0	1 455
2061	2 265	186	2 217	176	4 950	2 217	2 217	2 217	443	1 774	0	1 774
2062	2 266	191	2 191	179	4 941	2 191	2 191	2 191	438	1 753	0	1 753
2063	2 296	198	2 055	182	5 043	2 055	2 055	2 055	411	1 644	0	1 644
2064	2 338	206	1 990	185	5 076	1 990	1 990	1 990	398	1 592	0	1 592
2065	2 564	232	1 679	188	5 356	1 679	1 679	1 679	336	1 343	0	1 343
2066	2 393	221	1 790	191	5 216	1 790	1 790	1 790	358	1 432	0	1 432
2067	2 438	231	1 723	195	5 254	1 723	1 723	1 723	345	1 379	0	1 379
2068	2 462	239	1 604	198	5 324	1 604	1 604	1 604	321	1 283	0	1 283

Продолжение таблицы 4.2.14

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тонна нефти, \$/тонна	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2069	2 498	249	1 547	202	5 355	1 547	1 547	1 547	309	1 238	0	1 238
2070	2 547	259	1 439	206	5 437	1 439	1 439	1 439	288	1 151	0	1 151
2071	2 575	268	1 390	210	5 459	1 390	1 390	1 390	278	1 112	0	1 112
2072	2 615	279	1 278	214	5 545	1 278	1 278	1 278	256	1 023	0	1 023
2073	2 665	292	1 107	218	5 659	1 107	1 107	1 107	221	886	0	886
2074	2 695	302	1 053	222	5 682	1 053	1 053	1 053	211	842	0	842
2075	2 738	315	934	226	5 766	934	934	934	187	747	0	747
2076	3 048	359	557	231	6 110	557	557	557	111	445	0	445
2077	2 829	341	753	235	5 882	753	753	753	151	602	0	602
2078	2 876	355	634	240	5 968	634	634	634	127	507	0	507
2079	2 939	372	469	245	6 101	469	469	469	94	375	0	375
2080	2 933	381	450	247	6 063	450	450	450	90	360	0	360
2081	2 986	398	333	249	6 152	333	333	333	67	266	0	266
2082	3 055	416	240	252	6 216	240	240	240	48	192	0	192
2083	3 098	432	174	255	6 256	174	174	174	35	140	0	140
2084	3 110	446	134	259	6 236	134	134	134	27	107	0	107
2085	3 178	467	42	263	6 302	42	42	42	8	33	0	33
Итого	135 868	12 123	120 659	15 674	290 740	120 659	120 659	120 659	24 132	96 527	0	96 527

Таблица 4.2.15-Расчет потоков денежной наличности месторождения Блиновское. Вариант IV

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2022	1 270	1 591.63	1 592	н/д	1 447	2022
2023	1 062	1 441.85	3 033	н/д	2 639	0
2024	890	1 232.40	4 266	н/д	3 564	0
2025	939	964.53	5 230	н/д	4 223	0
2026	1 612	1 619.16	6 850	н/д	5 229	0
2027	1 575	1 478.18	8 328	н/д	6 063	0
2028	2 166	2 006.23	10 334	н/д	7 093	0
2029	2 442	2 818.63	13 153	н/д	8 407	0
2030	2 342	2 701.24	15 854	н/д	9 553	0
2031	2 140	2 466.25	18 320	н/д	10 504	0
2032	2 145	2 284.19	20 604	н/д	11 304	0
2033	2 152	2 272.15	22 876	н/д	12 028	0
2034	2 301	2 402.09	25 279	н/д	12 724	0
2035	2 216	2 302.36	27 581	н/д	13 331	0
2036	2 167	2 238.75	29 820	н/д	13 866	0
2037	2 105	2 163.18	31 983	н/д	14 337	0
2038	2 204	2 247.22	34 230	н/д	14 782	0
2039	2 450	2 483.89	36 714	н/д	15 229	0
2040	2 428	2 458.35	39 172	н/д	15 631	0
2041	2 367	2 390.24	41 563	н/д	15 986	0
2042	2 345	2 369.94	43 932	н/д	16 306	0
2043	2 192	2 210.68	46 143	н/д	16 578	0
2044	2 178	2 190.64	48 334	н/д	16 822	0
2045	2 138	2 146.09	50 480	н/д	17 040	0
2046	2 092	2 096.70	52 577	н/д	17 234	0
2047	2 078	2 078.66	54 655	н/д	17 408	0
2048	2 058	2 056.38	56 712	н/д	17 565	0
2049	1 955	1 969.68	58 681	н/д	17 702	0
2050	1 929	1 939.28	60 621	н/д	17 824	0
2051	1 897	1 903.01	62 524	н/д	17 933	0
2052	1 799	1 801.03	64 325	н/д	18 027	0
2053	1 772	1 770.85	66 095	н/д	18 111	0
2054	1 576	1 572.64	67 668	н/д	18 178	0
2055	1 668	1 662.13	69 330	н/д	18 243	0
2056	1 640	1 632.70	70 963	н/д	18 301	0
2057	1 555	1 545.22	72 508	н/д	18 351	0
2058	1 514	1 502.94	74 011	н/д	18 396	0
2059	1 488	1 475.65	75 487	н/д	18 435	0
2060	1 455	1 441.64	76 928	н/д	18 470	0
2061	1 774	1 752.71	78 681	н/д	18 509	0
2062	1 753	1 737.67	80 419	н/д	18 544	0
2063	1 644	1 628.20	82 047	н/д	18 573	0
2064	1 592	1 575.05	83 622	н/д	18 600	0
2065	1 343	1 325.25	84 947	н/д	18 620	0
2066	1 432	1 413.22	86 360	н/д	18 639	0
2067	1 379	1 359.32	87 720	н/д	18 656	0
2068	1 283	1 262.65	88 982	н/д	18 670	0
2069	1 238	1 216.97	90 199	н/д	18 683	0
2070	1 151	1 129.49	91 329	н/д	18 693	0
2071	1 112	1 089.81	92 419	н/д	18 703	0
2072	1 023	999.85	93 419	н/д	18 710	0
2073	886	862.52	94 281	н/д	18 717	0
2074	842	818.11	95 099	н/д	18 722	0
2075	747	722.91	95 822	н/д	18 726	0

Продолжение таблицы 4.2.15

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2076	445	420.14	96 242	н/д	18 728	0
2077	602	576.55	96 819	н/д	18 731	0
2078	507	480.54	97 299	н/д	18 733	0
2079	375	348.21	97 648	н/д	18 734	0
2080	360	348.52	97 996	н/д	18 736	0
2081	266	252.14	98 248	н/д	18 737	0
2082	192	176.05	98 424	н/д	18 737	0
2083	140	121.10	98 545	н/д	18 737	0
2084	107	86.98	98 632	н/д	18 738	0
2085	33	11.19	98 644	н/д	18 738	0
2086	0	-45.96	98 598	н/д	18 738	0
2087	0	-64.42	98 533	н/д	18 737	0
2088	0	-551.10	97 982	н/д	18 736	0
2089	0	-649.20	97 333	н/д	18 735	0
2090	0	-640.92	96 692	н/д	18 735	0
2091	0	-568.66	96 123	н/д	18 734	0
2092	0	-536.20	95 587	0	18 733	0
2093	0	-527.50	95 060	0	18 733	0
2094	0	-579.69	94 480	0	18 732	0
2095	0	-924.84	93 555	0	18 731	0
2096	0	-640.39	92 915	0	18 731	0
2097	0	-751.61	92 163	0	18 730	0
2098	0	-828.75	91 334	0	18 730	0
2099	0	-930.12	90 404	0	18 729	0
2100	0	-1 057.69	89 346	0	18 729	0
Итого	96 527	89 346		-1		2022