

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СНПС – АЙ ДАН МУНАЙ»  
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«TIMAL CONSULTING GROUP»

УТВЕРЖДАЮ  
Президент:  
АО «СНПС – Ай Дан-Мунай»  
 Вэнь Цзяцзюнь  
«    »    2023г.



**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКОЛЬ**

Договор №22-16/2023





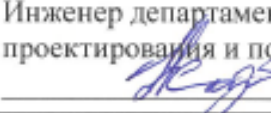


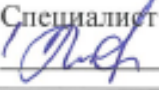
Заместитель директора по  
производству:  
ТОО «Timal Consulting Group»



**М.Н. БАБАШЕВА**

г.Атырау, 2023

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность, Ф.И.О.	Номер глав, разделов
Заместитель директора по геологии  А.У. Рамазан	Руководитель проекта по геологии
Заместитель директора по проектированию разработки  Г.Г. Жакашев	Руководитель проекта по разработке
Директор департамента интерпретации ГИС  А.В. Поляков	Разделы 2.2, 2.4
Главный специалист департамента интерпретации ГИС  А.К. Мухамеджанова	Разделы 2.2, 2.4
Ответственный исполнитель по геологии: Инженер департамента геологического проектирования и подсчета запасов  А.А. Садыкова	Главы 2, 11
Ответственный исполнитель по разработке: Ведущий инженер департамента гидродинамического моделирования  В.В. Аланбаев	Главы 3, 4, 6, 7, 8, 9
Ответственный исполнитель по экологии:  Г.С. Толеушиова	Глава 10
Специалист по экономике  А.Х. Кемпирова	Главы 5, 12; разделы 3.5, 4.2

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

Ответственный за Документ-контроль:  Кабдулова З.Д.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Оглавление	Стр.
1	2	3
	<b>РЕФЕРАТ</b>	17
	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	18
1.	<b>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>	18
2.	<b>ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	24
	2.1 Характеристика геологического строения	24
	2.1.1 Краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза	24
	2.1.2 Тектоника	28
	2.1.3 Нефтегазоносность	32
	2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	42
	2.3 Состав и свойства нефти, газа и конденсата	55
	2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях	55
	2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	63
	2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа	65
	2.3.4 Состав и свойства пластового газа	69
	2.3.5 Состав и свойства конденсата в пластовых условиях	70
	2.3.6 Состав и свойства конденсата в поверхностных условиях	72
	2.3.7 Состав и свойства пластовых вод	76
	2.3.7.1 Характеристика водоносных горизонтов	76
	2.3.7.2 Физические свойства и химический состав пластовых вод	76
	2.3.8 Возможность использования пластовых вод	81
	2.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных горизонтов	82
	2.5 Запасы нефти и газа	85
3.	<b>ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ</b>	107
	3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов	90
	3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	107
	3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	107
	3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов	125
	3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	129
	3.2.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	131
	3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	158
	3.3.1 Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки	158
	3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки	159
	3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	162
	3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	162
	3.4.2 Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов	167
	3.4.3 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	167

	<b>Оглавление</b>		<b>Стр.</b>
1	2		3
	3.4.4	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	175
	3.4.5	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	179
	3.4.6	Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	179
	3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	182
4.	<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>		190
	4.1	Технологические показатели вариантов разработки	190
	4.2	Экономические показатели вариантов разработки	206
	4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	216
5.	<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ</b>		217
	5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	217
6.	<b>ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА</b>		221
	6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, и внутри скважинного оборудования	221
	6.1.1	Технологические условия эксплуатации добывающих скважин	221
	6.1.2	Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования нагнетательных скважинах	228
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	229
	6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	233
	6.3.1	Основные требования к системе промыслового обустройства	233
	6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	239
	6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения	240
	6.6	Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	243
7.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН</b>		244
	7.1	Требования и рекомендации к конструкциям скважин	244
	7.2	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	248
8.	<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ</b>		251
9.	<b>КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ</b>		275
10.	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b>		283
	10.1	Климатические условия расположения	285
	10.2	Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	287
	10.3	Предложения по установлению нормативов ПДВ	287
	10.3.1	Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях	287
	10.3.2	Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения	289
	10.4	Водные ресурсы	289
	10.4.1	Водоснабжение и водоотведение	289



	<b>Оглавление</b>		<b>Стр.</b>
1	2		3
	10.4.2	<i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов</i>	290
	10.5	Предполагаемые отходы производства и потребления	290
	10.5.1	<i>Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры</i>	292
	10.6	Почва	293
	10.6.1	<i>Оценка воздействия на почвенный покров</i>	295
	10.7	Растительный и Животный мир	296
	10.7.1	<i>Мероприятия по охране флоры и фауны</i>	298
	10.8	Радиационная обстановка	299
	10.9	Аварийные ситуации	300
<b>11.</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>		302
<b>12.</b>	<b>РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ</b>		304
	12.1	Затраты на ликвидацию скважин	305
	12.2	Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства	306
	12.3	Затраты на ликвидацию проектных скважин	306
	12.4	Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	306
<b>ТОМ II. ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>			
<b>ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>			



## СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.2.1	Сведения об отборе керна месторождения Караколь	42
2.	2.2.2	Комплекс лабораторных исследований и количество определений	43
3.	2.2.3	Характеристика толщин горизонтов, объектов	50
4.	2.2.4	Статистические показатели характеристик неоднородности пластов	51
5.	2.2.5	Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности объектов разработки	51
6.	2.2.6	Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта)	54
7.	2.3.1.1	Подсчетные параметры	61
8.	2.3.1.2	Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях	62
9.	2.3.3.1	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	67
10.	2.3.3.2	Компонентный состав газа, растворенного в нефти	68
11.	2.3.4.1	Основные параметры пластового газа	69
12.	2.3.4.2	Компонентный состав пластового газа	70
13.	2.3.6.1	Свойства конденсата в пластовых условиях	74
14.	2.3.6.2	Физико-химические свойства и состав конденсата в поверхностных условиях	75
15.	2.3.7.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод Караколь	79
16.	2.4.1	Результаты специальных исследований, выполненных на керне месторождения	82
17.	2.4.2	Данные образцов и полученные результаты ККД	83
18.	2.5.1	Подсчет запасов нефти и растворенного газа в нефти месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019 г.	86
19.	2.5.2	Подсчет запасов газа и конденсата месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019 г.	88
20.	3.1.1	Количество проведенных исследований с начала разработки	90
21.	3.1.2	Результаты ГДИС по нефтенасыщенным горизонтам	91
22.	3.1.3	Результаты ГДИС по газовым горизонтам	92
23.	3.1.4	Результаты исследований скважин (МУО)	105
24.	3.1.5	Результаты исследований скважин КВД	106
25.	3.2.1	Характеристика фонда скважин по объектам (горизонтам) по состоянию на 01.01.2023г.	109
26.	3.2.2	Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению	115
27.	3.2.3	Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту	116
28.	3.2.4	Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту	117
29.	3.2.5	Сравнение проектных и фактических показателей по III объекту	118
30.	3.2.6	Результаты замеров пластового давления	122
31.	3.2.2.1	Основные показатели выработки запасов по горизонтам	127
32.	3.2.4.1	Результаты проведения обработки горячей нефтью (ОГН)	132
33.	3.2.4.2	Результаты проведения ГРП	152
34.	3.2.4.3	Скважины, рекомендованные для ГРП	155
35.	3.3.1	Принятые значения послойной неоднородности $V_p^2$ по проницаемости	159
36.	3.3.2	Геолого-физические характеристики расчетной модели пластов	159
37.	3.4.1	Геолого-физическая характеристика объектов разработки	165
38.	3.4.2	Результаты определения $h_{н.мин}$	167
39.	3.4.3	График мероприятий по вводу переходящих скважин в эксплуатацию по объектам по I-II-III вариантам (нефтяная часть)	172
40.	3.4.4	График мероприятий по вводу проектных скважин в эксплуатацию	172

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
		по объектам по I-II-III вариантам (нефтяная часть)	
41.	3.4.5	График мероприятий по вводу переходящих скважин в эксплуатацию по объектам по II-III варианту (газоконденсатная часть)	172
42.	3.4.6	График мероприятий по вводу проектных скважин в эксплуатацию по объектам по II-III варианту (газоконденсатная часть)	172
43.	3.4.7	Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки	173
44.	3.4.8	Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки	174
45.	3.4.9	Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам	174
46.	3.4.10	Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам	175
47.	3.4.11	Принятые значения послойной неоднородности V2п по проницаемости	176
48.	3.4.12	Геолого-физические характеристики расчетной модели пластов	176
49.	3.4.13	Результаты спец.анализ керна	181
50.	3.5.1	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	185
51.	3.5.2	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	186
52.	3.5.3	Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам	187
53.	3.5.4	Ставки налога на добычу	187
54.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	188
55.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	188
56.	3.5.7	Ставки налога на сверхприбыль	189
57.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2	196
58.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2	197
59.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 2	198
60.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 2	199
61.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 2	200
62.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 2	201
63.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 2	202
64.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 2	203
65.	4.1.9	Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту ((горизонты Ю-IV (пласт 2), Ю-VI (пласты 1, 2 и 3))). Вариант 2	204
66.	4.1.10	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам	205
67.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Караколь. Вариант II (рекомендуемый)	207
68.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Караколь. Вариант II (рекомендуемый)	209
69.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат по месторождению Караколь. Вариант II (рекомендуемый)	211
70.	4.2.4	Расчет чистой прибыли по месторождению Караколь. Вариант II (рекомендуемый)	214

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
71.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности по месторождению Караколь. Вариант II (рекомендуемый)	215
72.	4.3.1	Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти	216
73.	4.3.2	Значения расчетных коэффициентов извлечения свободного газа	216
74.	4.3.3	Значения расчетных коэффициентов извлечения конденсата	216
75.	5.1.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Караколь	219
76.	6.1.1	Виды станков-качалок	226
77.	6.1.2	Теоретическая производительность насосов	226
78.	6.1.3	Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту	228
79.	6.2.1	Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	233
80.	6.4.1	Баланс добычи газа	239
81.	6.4.2	Баланс добычи попутного газа с учетом источников потребления газа	239
82.	6.5.1	Объемы воды для ППД	242
83.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 2500м	245
84.	7.1.2	Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 2500м	247
85.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ I объекта. Вариант II (рекомендуемый)	252
86.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по I объекту. Вариант II (рекомендуемый)	255
87.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ II объекта. Вариант II (рекомендуемый)	256
88.	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по II объекту. Вариант II (рекомендуемый)	259
89.	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ III объекта. Вариант II (рекомендуемый)	262
90.	8.6	Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по III объекту. Вариант II (рекомендуемый)	265
91.	8.7	Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по IV объекту. Вариант II (рекомендуемый)	266
92.	8.8	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ в целом по месторождению. Вариант II (рекомендуемый)	269
93.	8.9	Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ в целом по месторождению. Вариант II (рекомендуемый)	272
94.	9.1	Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований	278
95.	9.2	Комплекс исследований для контроля процесса разработки	282
96.	10.1.1	Температура воздуха, T0C	286
97.	10.1.2	Средняя относительная влажность воздуха, %	286
98.	10.1.3	Количество осадков по данным м/с Кызылорда	286
99.	10.1.4	Средняя скорость ветра м/с Кызылорда	286
100.	10.1.5	Повторяемость направлений ветра и штилей, %	286
101.	10.1.6	Число ясных и пасмурных дней по общей облачности	286
102.	12.1.1	Расчет сметной стоимости ликвидации скважины	305

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
103.	12.4.1	Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд до 2028г.	307
104.	12.4.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Караколь.	307

## СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта района работ	22
2.	2.1.1	Тектоническая схема Арыскупского прогиба	31
3.	2.2.1	Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для средней и верхней юры	43
4.	2.2.2	Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для нижней юры	43
5.	2.2.3	Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для средней и верхней юры	44
6.	2.2.4	Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для нижней юры	44
7.	2.2.5	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для средней и верхней юры	45
8.	2.2.6	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для нижней юры	45
9.	2.2.7	Зависимость объемной плотности от пористости, а - для верхней и средней юры, б - для нижней юры	46
10.	2.2.8	Диаграмма распределения гранулометрических фракций	46
11.	2.3.1.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания по стандартной сепарации	57
12.	2.3.1.2	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания по стандартной сепарации	57
13.	2.3.1.3	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания по стандартной сепарации	58
14.	2.3.1.4	Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания по стандартной сепарации	58
15.	2.3.7.1	График изменения пластового давления с глубиной по месторождению Караколь	80
16.	2.3.7.2	График изменения пластовой температуры с глубиной по месторождению Караколь	80
17.	2.4.1	Кривые капиллярного давления, полученные методом полупроницаемой мембраны (кондиционные образцы)	84
18.	2.4.2	Кривые капиллярного давления, полученные методом полупроницаемой мембраны (некондиционные образцы)	84
19.	3.1.1	Кривая восстановления давления методом касательной по скважине КК-12	96
20.	3.1.2	Кривая восстановления давления методом касательной по скважине КК-8	96
21.	3.1.3	Результаты обработки кривой восстановления давления методом касательной (КК-15 и КК-19)	97
22.	3.1.4	Скважина КК-102. I объект. КВД	98
23.	3.1.5	Данные градиента пластового давления и температуры по скважине КК-8	99
24.	3.1.6	Кривая восстановления давления методом касательной скважина КК-8. КВД	99
25.	3.1.7	Данные градиента пластового давления и температуры по скважине КК-11	100
26.	3.1.8	Кривая восстановления давления методом касательной по скважине КК-11	100
27.	3.1.9	Карта охвата ГДИС нефтенасыщенных горизонтов Ю-III (А) и Ю-VI (Б)	102
28.	3.1.10	Карта охвата ГДИС нефтенасыщенных горизонтов Ю-IV	102

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
29.	3.1.11	Карта проницаемости по горизонту Ю-III (А) и горизонту Ю-VI-II (Б)	103
30.	3.1.12	Карта проницаемости по горизонту Ю-IV-I-I	104
31.	3.2.1	Распределение фонда скважин по категориям и по объектам	110
32.	3.2.2	Динамика дебита нефти и обводненности. КК-2	111
33.	3.2.3	Динамика дебита нефти и обводненности. КК-1	112
34.	3.2.4	Динамика дебита нефти и обводненности. КК-10	112
35.	3.2.5	Динамика пластового давления скважины КК-9. Горизонт Ю-IV-I-1.	119
36.	3.2.6	Динамика пластового давления скважины КК-23. Горизонт Ю-IV-I-2	120
37.	3.2.2.1	Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по горизонтам (по категориям С1)	125
38.	3.2.2.2	Распределение накопленной добычи нефти по залежам	125
39.	3.2.4.1	Планшет РИГИС скважины №КК-2	135
40.	3.2.4.2	График мини ГРП на скважине №КК-2	136
41.	3.2.4.3	График основного ГРП на скважине №КК-2	136
42.	3.2.4.4	Профиль трещины ГРП на скважине №КК-2	137
43.	3.2.4.5	Планшет РИГИС скважины №КК-5	138
44.	3.2.4.6	График мини ГРП на скважине №КК-5	138
45.	3.2.4.7	График основного ГРП на скважине №КК-5	139
46.	3.2.4.8	Профиль трещины ГРП на скважине №КК-5	139
47.	3.2.4.9	Планшет РИГИС скважины №КК-100	140
48.	3.2.4.10	График мини ГРП на скважине №КК-100	141
49.	3.2.4.11	График основного ГРП на скважине №КК-100	141
50.	3.2.4.12	Профиль трещины ГРП на скважине №КК-100	142
51.	3.2.4.13	Планшет РИГИС скважины №КК-101	143
52.	3.2.4.14	График мини ГРП на скважине №КК-101	143
53.	3.2.4.15	График основного ГРП на скважине №КК-101	144
54.	3.2.4.16	Профиль трещины ГРП на скважине №КК-101	144
55.	3.2.4.17	Планшет РИГИС скважины №КК-23	145
56.	3.2.4.18	График мини ГРП на скважине №КК-23	146
57.	3.2.4.19	График основного ГРП на скважине №КК-23	146
58.	3.2.4.20	Профиль трещины ГРП на скважине №КК-23	147
59.	3.2.4.21	Планшет РИГИС скважины №КК-10	148
60.	3.2.4.22	График мини ГРП на скважине №КК-10	148
61.	3.2.4.23	График основного ГРП на скважине №КК-10	149
62.	3.2.4.24	Профиль трещины ГРП на скважине №КК-10	149
63.	3.2.4.25	Проведение ГРП в скважинах, вскрытых в горизонте Ю-III	151
64.	3.2.4.26	Проведение ГРП в скважине КК-23. Горизонт Ю-IV.	151
65.	3.2.4.27	Проведение ГРП в скважинах КК-5 и КК-10. Горизонт Ю-VI.	152
66.	3.4.1	Распределение геологических запасов нефти по категории С1 по подсчетным объектам месторождения	164
67.	3.4.2	Распределение геологических запасов нефти по категориям по месторождению	164
68.	3.4.3	Распределение геологических запасов газа по категории С1	164
69.	3.4.4	Распределение геологических запасов конденсата по категории С1	164
70.	3.4.5	Определение критического значения забойного давления	170
71.	6.1.1	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности I объекта	222
72.	6.1.2	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности II объекта	222
73.	6.1.3	Минимальное забойное давление для фонтанирования при	223



№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
		различных устьевых давлениях и обводненности III объекта	
74.	6.1.4	Эксплуатация УШГН	224
75.	6.1.5	Схема УШГН	225
76.	6.3.1	Принципиальная блок схема сбора и транспортировки свободного газа и конденсата	235
77.	6.3.2	Ситуационная карта месторождения Караколь	235
78.	6.3.3	Обустройство устьев добывающих скважин	236
79.	6.3.4	Групповая замерная установка	237
80.	6.3.5	Пункт подготовки нефти	238
81.	10.1.1	Роза ветров по метеостанции «Кызылорда»	

## Том II. ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1	Результаты опробования скважин	4
2.	2.2	Отбивки кровли и подошвы продуктивных горизонтов	11
3.	2.3	Отбивки кровли и подошвы коллекторов продуктивных горизонтов	13
4.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1	19
5.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1	20
6.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 1	21
7.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 1	22
8.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 1	23
9.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 1	24
10.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 1	25
11.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 1	26
12.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3	27
13.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3	28
14.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 3	29
15.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 3	30
16.	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 3	31
17.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 3	32
18.	4.1.15	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 3	33
19.	4.1.16	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 3	34
20.	4.1.17	Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту ((горизонты Ю-IV (пласт 2), Ю-VI (пласты 1, 2 и 3))). Вариант 3	35
21.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Караколь. Вариант I	36
22.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Караколь. Вариант I	37
23.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат по месторождению Караколь. Вариант I	38
24.	4.2.4	Расчет чистой прибыли по месторождению Караколь. Вариант I	41
25.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности по месторождению Караколь. Вариант I	42
26.	4.2.6	Капитальные вложения по месторождению Караколь. Вариант III	43

№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
27.	4.2.7	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Караколь. Вариант III	46
28.	4.2.8	Расчет эксплуатационных затрат по месторождению Караколь. Вариант III	48
29.	4.2.9	Расчет чистой прибыли по месторождению Караколь. Вариант III	51
30.	4.2.10	Расчет потоков денежной наличности по месторождению Караколь. Вариант III	52

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	№№ прил.	№№ листов	Масштаб	Степень секретно- сти прил.
1	2	3	4	5	6
1	Геолого-литологический профиль по линии I-Г	1	1	гор. 1:20000 верт. 1:2500	н/с
2	Геолого-литологический профиль по линии II-Г	2	1	гор. 1:20000 верт. 1:2500	н/с
3	Схема обоснования ВНК продуктивного горизонта Ю-III	3	1	1:2000	н/с
4	Схема обоснования ГНК, ГВК, ВНК продуктивных горизонтов Ю-IV-I (пласты 1,2), Ю-IV-II, Ю-V-1	4	1	1:2000	н/с
5	Схема обоснования ГНК, ГВК, ВНК продуктивного горизонта Ю-VI (пласты 1,2,3)	5	1	1:2000	н/с
6	Продуктивный горизонт Ю-III. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	6	1	1:25000	н/с
7	Продуктивный горизонт Ю-IV-I-1. Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин.	7	1	1:25000	н/с
8	Продуктивный горизонт Ю-IV-I-2. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	8	1	1:25000	н/с
9	Продуктивный горизонт Ю-IV-II. Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин.	9	1	1:25000	н/с
10	Продуктивный горизонт Ю-V-1. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин.	10	1	1:25000	н/с
11	Продуктивный горизонт Ю-VI-1. Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин.	11	1	1:25000	н/с
12	Продуктивный горизонт Ю-VI-2. Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин.	12	1	1:25000	н/с
13	Продуктивный горизонт Ю-VI-3. Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин.	13	1	1:25000	н/с
14	Карта текущих и суммарных отборов I объекта	14	1	1:25000	н/с

№№ п/п	Наименование приложения	№№ прил.	№№ листов	Масштаб	Степень секретно- сти прил.
15	Карта текущих и суммарных отборов II объекта	15	1	1:25000	н/с
16	Карта текущих и суммарных отборов III объекта	16	1	1:25000	н/с
17	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. I объект	17	1	1:25000	н/с
18	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. II объект	18	1	1:25000	н/с
19	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. III объект	19	1	1:25000	н/с
20	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. IV объект	20	1	1:25000	н/с

## РЕФЕРАТ

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

Том I. Текст – 308 страницы, в т.ч. 104 таблицы, 81 рисунка;

Том II. – 52 страницы, в т.ч. 30 табличных приложений;

Папка – 20 графических приложений.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ВОДА, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объект исследования – система разработки месторождения Караколь.

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 основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант реализации развития месторождения.

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 Караколь.

## ВВЕДЕНИЕ

В административном отношении месторождение Караколь расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области, в тектоническом отношении приурочено к юго-восточной части Арыскупского прогиба.

Контракт между государственным комитетом РК по инвестициям и ТОО «Ай-Дан» на проведение разведки и добычи УВС заключен 27 августа 1998 года (регистрационный № 221). Соглашением между Агентством Республики Казахстан по инвестициям и ТОО «Ай-Дан Мунай» от 6 марта 2000 года права на недропользование перешли от ТОО «Ай-Дан» к его дочернему предприятию ТОО «Ай-Дан Мунай». С 19.06.2003г. ТОО «Ай-Дан Мунай» реорганизовано в АО «Ай-Дан Мунай». С ноября 2005 г АО «Ай-Дан Мунай» переименовано в АО «СНПС – Ай Дан Мунай».

Последнее продление выполнено в 2018 году Министерством энергетики РК к контракту (рег.№4156-УВС-н от 24.06.2015 г.) период разведки для оценки месторождений Караколь, Арысское, Юго-Западный Сарыбулак, Приозерное продлен до 12.12.2019 г.

В пределах контрактной территории поисково-разведочные работы начаты с февраля 2009 г. на основании проекта поисковых работ блока Караколь. По результатам бурения 9 поисково-разведочных скважин выявлены залежи нефти и газа в отложениях юры.

Первооткрывательницей месторождения является скважина КК-15, где в интервалах 2391-2394, 2380-2383, 2372-2374 м. 14 мая 2009г. получен приток газа с конденсатом из отложений дощанской свиты нижней-средней юры.

Положительные результаты бурения позволили в 2012 г. защитить «Оперативный подсчет запасов нефти, свободного газа, конденсата и растворенного газа в нефти по состоянию изученности на 01.03.2012г.». Подсчет запасов нефти и растворенного газа в нефти производился по 5 продуктивным горизонтам Ю-III, Ю-IV-I-1, Ю-IV-I-2, Ю-VI-2, Ю-VI-3; свободный газ и конденсат - по 7 продуктивным горизонтам Ю-IV-II-1, Ю-IV-II-2, Ю-V-1, Ю-V-2, Ю-VI-1, Ю-VI-2 и Ю-VI-3.

Протоколом ГКЗ РК №1206-12-П от 27.09.2012г. запасы учтены в Государственном балансе РК по категориям  $C_1$  и  $C_2$  в количестве геологические/извлекаемые:

нефти  $C_1$  – 1042/208 тыс.т;  $C_2$  – 1290/257 тыс.т;

растворенного газа  $C_1$  – 103/21 млн.м<sup>3</sup>;  $C_2$  – 123/25 млн.м<sup>3</sup>;

свободного газа  $C_1$  – 1205/843 млн.м<sup>3</sup>;  $C_2$  – 1962/1373 млн.м<sup>3</sup>;

конденсата  $C_1$  – 224/112 тыс.т;  $C_2$  – 383/191 тыс.т.

В том же году подготовлен Проект пробной эксплуатации, который согласован ЦКРР РК (протокол №28 от 15.11.2012 г) и утвержден в Комитете геологии и недропользования МИНТ РК (письмо №1704-906-и от 07.12.2012 г.).

В период 2013-2016гг.. были разработаны и утверждены следующие проектные документы:

- в 2013г. Проект оценочных работ, согласованный ЦКРР РК (протокол 40/18 от - 18.10.1013г.) и утвержденный МИНТ РК (№17-04/13306-КГН);
- в 2014г. «Дополнение №1 к проекту оценочных работ на месторождении Караколь», согласованный ЦКРР РК (протокол 52/30 от 17.10.2014г.) и утвержденный МИНТ РК (№27-5-1295-и от 12.11.2014г.);
- в 2016г. «Дополнение №2 к проекту оценочных работ с разделом пробной эксплуатации на месторождении Караколь», согласованный ЦКРР РК (протокол 68/15 от 19.02.2016г.) и утвержденный МИНТ РК (№27-5-517-и от 15.03.2016г.).

Дополнением №2 к проекту оценочных работ было предусмотрено бурение 5 оценочных скважин.

Согласно «Дополнению №2 к Проекту...» проведены следующие запланированные работы:

- пробурена независимая оценочная скважина КК-9 с фактической глубиной 2362м при проектной глубине 2400м.
- зависимая оценочная скважина КК-11 с проектной глубиной 2600м находится в бурении.

В 2017г была выполнена переинтерпретация сейсмических материалов на лицензионном участке АО «СНПС-Ай Дан Мунай» с рабочей площадью 828.66 км<sup>2</sup> (отчет «О результатах сейсморазведочных работ 3Д на контрактной территории АО «СНПС Ай Дан Мунай», протокол МД «Южказнедра» №783 от 24.08.2017г.).

Согласно переинтерпретации 2017г была рассмотрена вся, контрактная территория с целью уточнения геологического строения и выявления новых перспективных участков. По результатам данной работы было уточнено геологическое строение месторождения Караколь, результаты структурных построений представлены в настоящей работе.

В 2017г. составлено «Дополнение №3 к проекту оценочных работ с разделом пробной эксплуатации на месторождении Караколь», согласованное ЦКРР РК (протокол 93/18 от 08.12.2017г.) и утвержденное МИНТ РК (№27-5-113-и от 17.01.2018.).

Дополнением №3 к проекту оценочных работ было предусмотрено бурение 5 скважин:

- 3-х оценочных скважин:



1. бурение независимой оценочной скважины КК-12 в 2018г.;
  2. бурение зависимой оценочной скважины КК-10 в 2018г.;
  3. бурение зависимой оценочной скважины КК-13 в 2018г.
- 2-х опережающих добывающих скважин №№103, 104 с проектной глубиной 2500м
- Согласно «Дополнению №3 к Проекту...» проведены следующие запланированные работы:
- пробурена независимая оценочная скважина КК-12 с фактической глубиной 2500м при проектной глубине 2400м.
  - пробурена зависимая оценочная скважина КК-10 с фактической глубиной 2500м при проектной глубине 2400м.
  - пробурена зависимая оценочная скважина КК-13 с фактической глубиной 2220м при проектной глубине 2600м.

При рассмотрении проекта было рекомендовано провести подсчет запасов углеводородов и представить к рассмотрению ЦКРР МЭ РК проектный документ на промышленную разработку.

В 2019г был выполнен «Подсчет запасов нефти, свободного газа, конденсата и растворенного в нефти газа месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019г» на основании договора №22-354/2018 от 04.12.2018г между АО «СНПС – Ай Дан Мунай» и ТОО «Timal Consulting Group».

В том же году на основании утвержденных запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Караколь» по состоянию на 02.01.2019г, который принят Комитетом геологии и недропользования МИР РК (протокол №13/15 от 12.09.2019г).

Согласно «Проекту разработки...» выделение продуктивных горизонтов в эксплуатационные объекты основывалось на распределении объема геологических запасов и коллекторских свойств. Выделение эксплуатационных объектов выглядит следующим образом:

- I объект – горизонт Ю-III;
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты 1-1, 1-2);
- III объект – горизонт Ю-VI (пласты 1, 2 и 3).

Рекомендуемый к реализации вариант разработки предусматривал уплотнение сетки скважин и дополнительное бурение 8 добывающих скважин. Фонд скважин должен составить 26 добывающих и 2 водонагнетательные соответственно.

В 2020г между Министерством энергетики РК и АО «СНПС – Ай Дан Мунай» был заключен контракт на проведение добычи углеводородов на месторождениях Караколь и Юго-Западный Сарыбулак Кызылординской области РК (№4868-УВС от 19.10.2020г).

Контракт заключен на срок, равный 8 лет и действует до 12 июня 2028 года. Подготовительный период действует до 31 декабря 2022 года.

В 2021г подписано дополнение №1 (№4945-УВС от 09.07.2021г) к контракту на добычу углеводородов, согласно которому продолжительность подготовительного периода действует до 30 апреля 2021г.

В 2021г был составлен «Анализ разработки месторождения Караколь» (№18/4 от 14.10.2021г). Рекомендуемым вариантом предусмотрено бурение 8 добывающих скважин, переводы с объекта на объект. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусмотрено внедрение ППД на I объект. Показатели были утверждены на 2021-2023гг.

Настоящая работа «Дополнение к проекту разработки месторождения Караколь» составлена в соответствии с договором №22-16/2023 от 5 января 2023г. с ТОО «Timal Consulting Group» с использованием всех фактических материалов по скважинам, данных гидродинамических и геофизических исследований скважин и материалов пересчета запасов. Работа выполнена согласно Техническому заданию на проектирование, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» и Методическим указаниям по составлению проектов разработки нефтяных месторождений.

В отчете использованы фактические материалы компании АО «СНПС – Ай Дан Мунай». Авторы выражают благодарность специалистам компании за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Нефтегазоконденсатное месторождение Караколь в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области. Географически территория приурочена к южной части Торгайской низменности (рис.1.1).

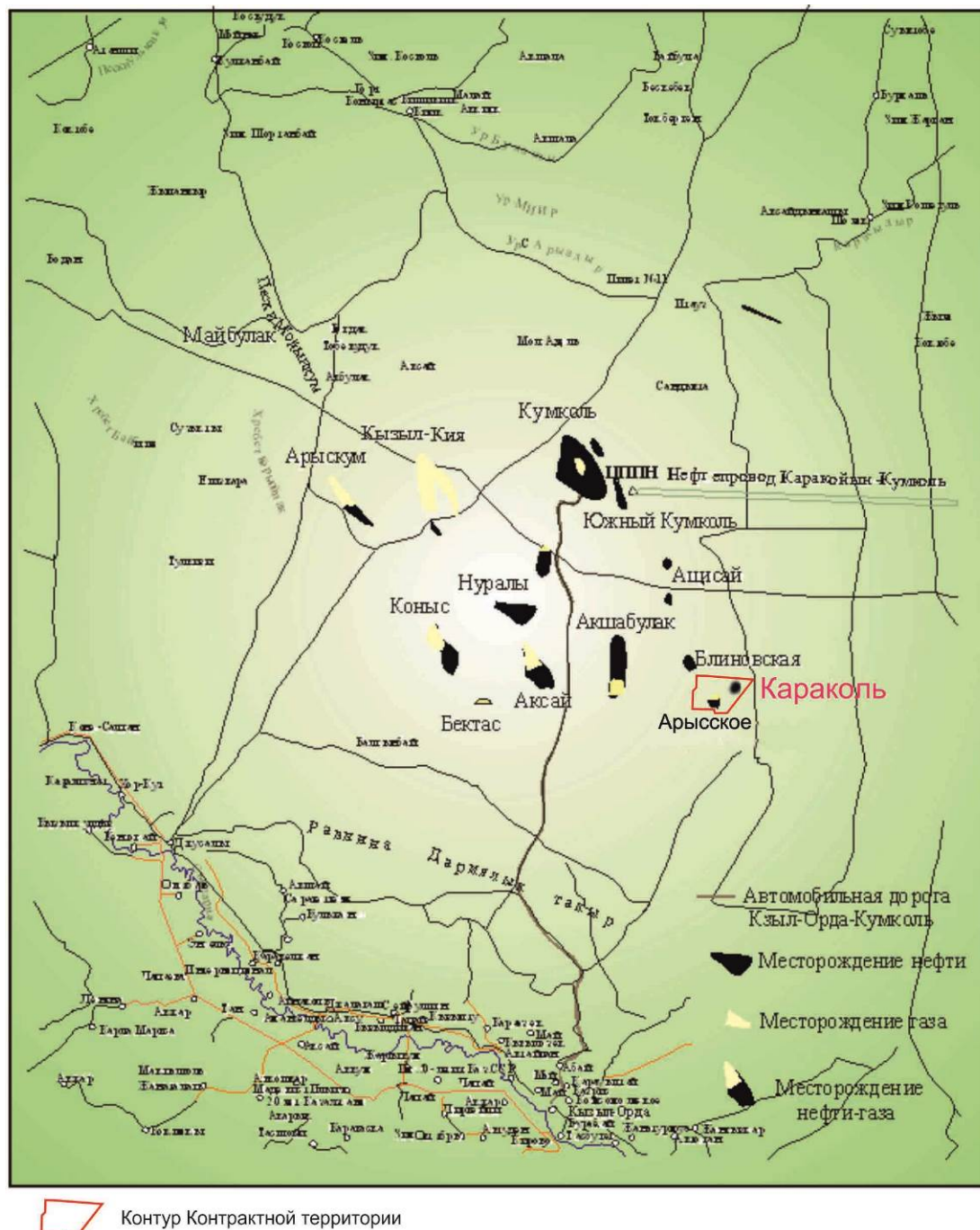


Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ

В 112 км к югу от месторождения находится областной центр г. Кызылорда. К западу от площади на расстоянии порядка 60 км проходит автодорога Кызылорда-Кумколь. В 80 км к северо-западу находится месторождение Кумколь.

Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и грунтовыми дорогами, пригодными для проезда в сухое время года.

В непосредственной близости проходит нефтепровод Коныс-Кумколь, который соединяется с магистральным нефтепроводом Шымкент - Павлодар через действующую линию Кумколь – Каракоин.

В орографическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа 62-169 м. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. К востоку от месторождения Арыское, на восточной половине контрактной территории находится впадина соленого озера Арысь. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л и колодцы.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 120 мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем  $-12^{\circ}\text{C}$  (до  $-40^{\circ}\text{C}$ ), летом  $+27^{\circ}\text{C}$  (до  $+45^{\circ}\text{C}$ ). Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники энергоснабжения отсутствуют. Энергоснабжение обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Связь поддерживается по спутниковой связи и радиации. Дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами. Они труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов, также непроходимы в период весенней распутицы. Строительные материалы в районе работ отсутствуют.

В 2020 г между Министерством энергетики РК и АО «СНПС – Ай Дан Мунай» был заключен контракт на проведение добычи углеводородов на месторождениях Караколь и Юго-Западный Сарыбулак Кызылординской области РК (№4868-УВС от 19.10.2020 г). Контракт заключен на срок, равный 8 лет и действует до 12 июня 2028 года. Подготовительный период действует до 31 декабря 2022 года.

В 2021 г подписано дополнение №1 (№4945-УВС от 09.07.2021 г) к контракту на добычу углеводородов, согласно которому продолжительность подготовительного периода действует до 30 апреля 2021 г.

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика геологического строения

На дату составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...» на месторождении, фонд пробуренных скважин составляет 27 единиц. После ПР-2019г бурение скважин не проводилось, однако для уточнения геологического строения месторождения выполнены следующие мероприятия:

✓ Для подтверждения характера насыщения выделенных по ГИС газонасыщенных коллекторов в скважинах КК-103 и КК-104 были проведены работы по опробованию пластов. В скважине КК-103 были опробованы два объекта: в инт. 2164-2168 получены притоки газа 12,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата 2,9 м<sup>3</sup>/сут; в инт. 2146-2148 за время опробования получены 35 м<sup>3</sup> тех. воды. В скважине КК-104 при опробовании инт. 2304-2308м получены 9,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, 1,2 м<sup>3</sup>/сут конденсата. Также в скважине КК-20 выполнен перестрел и испытание в инт. 2349-2352м, 2355-2370м, где были получены нефти 6м<sup>3</sup>/сут, воды 14м<sup>3</sup>/сут.

✓ Флюидальная модель дополнена дополнительными 6 поверхностными пробами нефти (скв. №№20, 2, 11, 12, 10) и 5 устьевыми пробами конденсата (скв. №№103, 104). Отобраны 2 пробы пластовой воды из скв. КК-2 и КК-20.

На месторождении по состоянию на 01.01.2023 г с отбором керна пробурено 10 скважин (КК-8, 9, 11, 12, 15, 20, 23, 24, 33, 101). После ПР-2019г бурение новых скважин с отбором керна не проводилось. Всего по скважинам с отбором керна пройдено 61,53 м, вынос керна по месторождению – 100%. Петрофизические исследования образцов керна проведены во всех скважинах, пробуренных с выносом керна. Общее число образцов, отобранных для лабораторного анализа – 133 единицы.

#### 2.1.1 Краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза

Пробуренными скважинами пройден осадочный комплекс пород до вскрытия протерозойско-палеозойских отложений. В строении принимают участие отложения протерозойской, палеозойской группы, юрской, меловой, палеогеновой, неоген-четвертичных систем.

**Нерасчлененные протерозой-палеозойские отложения (PR-PZ)** вскрытые в при забойной части скважин КК-15, КК-19, КК-20, КК-21 и КК-22 слагают домезозойский фундамент. К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям отнесены метаморфические и терригенные породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами, метаморфизованными интрузивными образованиями основного состава, а также конгломератами, песчаниками,

алевролитами и аргиллитами. Эти породы часто выветрелые и представлены корой выветривания. Вскрытая толщина от 21,1 до 197,8 м.

Возраст их устанавливается по сопоставлению с аналогичными образованиями хребтов Каратау и Улутау.

**Мезозойская группа (MZ)** представлена юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной системами.

**Юрская система (J)** представлена всеми отделами и расчленена на сазымбайскую, айбалинскую, дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

**Сазымбайская свита ( $J_{1sz}$ ) нижнего отдела ( $J_1$ ).** Отложения свиты вскрыты во всех скважинах и представлены аргиллитами, алевролитами, с прослоями песчаников, конгломератов, гравелитов, углей и углистых пород. Толщина свиты колеблется от 70 до 684,4 м. В толщину включены толщины автохтонной (частично) и аллохтонной нижней юры. В скважинах КК-15, КК-19, КК-20, КК-21 и КК-22 толщина свиты полная и равна от 275 до 464 м (256,8-466,3). В разрезе в них преобладают отложения аллохтонной нижней юры, отложения автохтонной юры, постепенно уменьшаясь, выклиниваются.

В скважинах КК-25, КК-33 и КК-45 также в основном представлены отложения аллохтонной нижней юры и частично вскрыты отложения автохтонной нижней юры. По сейсмологическим разрезам ниже забоя этих скважин присутствуют отложения нижней юры толщиной от 500 до 3000 м.

УЭС колеблется от 5-8 до 15-20 Омм, но имеются прослои от 10-50 см до 1,0-1,2 м с УЭС от 100 до 160 Омм, вероятнее всего, представленные горючими сланцами, углистыми породами – углями. В разрезе присутствуют 2-3 слоя, толщиной от 2-3 м до 10 м, представленные более грубообломочными породами – песчаниками с тонкими прослоями углей. Песчаники имеют УЭС от 5 до 7-8 Омм, гамма-активность (ГА) колеблется от 3-4 до 6-8 мкр/час, что дает возможность предположить о кварцевом или карбонатно-кварцевом составе песчаников. Здесь выделен продуктивный горизонт Ю–VI.

Отложения **Айбалинская свита ( $J_{1ab}$ )** вскрыты только скважинами КК-33 и КК-45. Разрез свиты представлен темно-серыми, черными аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников и углистых пород, и пластов углей. Во вскрытом разрезе толщины меняются от 511 до 611 м.

В разрезе других скважин отложения айболинской свиты не выделяются, они выклиниваются, распространяясь только в центральной части Бозингенской грабен-синклинали. К прослоям песчаников приурочены пласты продуктивного горизонта Ю-V.

**Дощанская свита ( $J_{1-2ds}$ ) нижнего-среднего отделов ( $J_{1-2}$ )** представлена темно-серыми, черными аргиллитами, алевролитами с прослоями углей, углистых пород, горючих сланцев, песчаников, гравелитов, маломощными конгломератами.

Отложения дощанской свиты вскрыты только в скважинах КК-23, КК-24, КК-33 и КК-45. В скважинах КК-23 и КК-24 они залегают с угловым и стратиграфическим несогласиями на отложениях сазымбайской свиты. В остальных скважинах отложения дощанской свиты отсутствуют, вследствие их выклинивания.

Вскрытая толщина дощанской свиты меняется от 56,9м до 220м. Отложения свиты распространены в центральной части впадины.

К свите приурочен продуктивный горизонт Ю-IV-II.

К **карагансайской свите ( $J_2 kr$ ) среднего отдела ( $J_2$ )** отнесена толща темно-серых, черных аргиллитов, аргиллитоподобных глин, горючих сланцев, углистых пород с прослоями (от десятков сантиметров до 10-15м) песчаников, глинистых песчаников, алевролитов. В большинстве скважин свита с угловым и стратиграфическим несогласиями залегают на отложениях сазымбайской свиты нижней юры. В скважинах КК-23, КК-24, КК-33 и КК-45 залегают на отложениях дощанской свиты.

Толщина свиты колеблется от 3,7 до 314 м. На других месторождениях района мощность свиты обычно колеблется от 300-400 до 700-800 м.

К прослоям песчаников и глинистых песчаников приурочены пласты продуктивного горизонта Ю-IV-I.

Отложения **кумкольской свиты ( $J_3 km$ ) верхнего отдела ( $J_3$ )** на месторождении вскрыты во всех скважинах и представлены аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников, гравелитов.

Толщина свиты колеблется от 19,9 до 421,3 м.

К песчаникам нижней части, выделенной кумкольской свиты приурочен продуктивный горизонт Ю-III. В верхней части свиты выделен горизонт Ю-I, который на данном месторождении оказался водонасыщенным.

Отложения кумкольской свиты с угловым несогласием залегают на отложениях автохтонной нижней юры и палеозой-протерозоя.

Отложения **акшабулакской свиты ( $J_3 ak$ )** вскрыты всеми скважинами и сложены глинами с многочисленными прослоями и пачками (до 10-15 м) песчаников и гравелитов. Толщина свиты варьирует от 450 до 962 м. Средняя толщина 605м. К прослоям песчаников приурочены пласты горизонта Ю-0, которые на месторождении оказались водоносными.

**Меловые отложения (К)** в нижней части разреза расчленяются на три свиты по литологическому составу: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона. Ниже приводится описание нижней части нижнего мела, с которым связана нефтегазоносность Арыскупского прогиба.

**Неокомский надъярус ( $K_1$  пс) нижнего отдела ( $K_1$ ).** В разрезе неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита ( $K_{1пс1}^1$ ) расчленена на два горизонта: нижний (арыскупский) и верхний.

Арыскупский горизонт ( $K_{1пс1ar}$ ) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В пределах месторождения Караколь горизонт представлен мощной толщей песчаников, гравелитов с тонкими единичными прослоями глин. Отложения горизонта вскрыты всеми скважинами. Толщина колеблется от 56 до 100 м.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскупского горизонта. Толщина колеблется от 44 до 177 м.

Верхнедаульская подсвита ( $K_{1пс2}$ ) по литературным данным других месторождений в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней - преимущественно глинами.

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

Отложения **карачетауской свиты ( $K_{1a-a_2}$ ) апт-альбского ярусов ( $K_{1a-a_2}$ )** залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 253-350 метров. Возраст свиты по спорово-пыльцевому комплексу устанавливается апт-среднеальбским.

**Кызылкиинская свита ( $K_{1-2} kk$ ) альб – сеноманского яруса ( $K_{1-2} al_3-s$ ) нерасчлененного нижнего и верхнего отделов меловой системы ( $K_{1-2}$ )** согласно залегают на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 87–186 м.

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



**Балапанская свита ( $K_2bl$ ) туронского яруса ( $K_2t$ ) верхнего отдела ( $K_2$ )** трансгрессивно залегают на кызылкиинской свите и сложена зеленовато–серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина 82-150м. Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский.

**Нерасчлененный верхний турон–нижний сенон ( $K_2t_2-sn_1$ ).** Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Толщина 123-236м. Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

В пределах Арыскупского прогиба отложения **верхнесенонского надъяруса ( $K_2sn_2$ )** в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43м.

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

**Кайнозойская группа ( $KZ$ )** представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем.

### **2.1.2 Тектоника**

Месторождение Караколь расположено на юго-восточной части Арыскупского прогиба, в пределах западного крыла Бозингенской грабен-синклинали. Месторождение находится на площади сочленения глубинных разломов (Сырыланского и Табакбулакского), в результате нижняя часть разреза юры и фундамент осложнены многочисленными разломами меридионального простирания, входящими в зону перечисленных разломов.

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

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы палеозоя и протерозоя, которые на месторождении вскрыты пятью скважинами. В данном разделе приводим краткую характеристику этого этажа по данным сейсморазведки и данным полученным на соседних месторождениях, так как стратиграфия и структурное строение домезозойского фундамента в Арыскупском прогибе не изучены.

В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и собственно платформенный.

**Домезозойский структурный этаж.** В Арыкумском прогибе главным структурным фактором нефтегазонакопления является тектоническое и геоморфологическое строение домезозойского структурного этажа. К сожалению, фундамент плохо откартирован сейсморазведкой ЗД, поэтому трудно дать характеристику тектонического строения и характера палеорельефа.

В целом, на площади выделяются одна крупная региональная структура – Бозингенская грабен-синклиналь (рис. 2.1.1). Несмотря на отсутствие сведений о строении фундамента, можно предположить, что структуры, наблюдаемые в платформенном чехле, повторяют унаследованный доюрский палеорельеф.

### **Платформенный структурный этаж**

**Рифтогенный структурный подэтаж.** В строении подэтажа участвуют юрские отложения, нижняя и средняя части их на месторождении подвергались значительной деформации и разделены на многочисленные тектонические блоки.

В целом площадь месторождения занимает западное крыло Бозингенской грабен-синклинали (впадины), осложненное разломами субмеридионального простирания.

Рифтогенный подэтаж в Арыкумском прогибе представлен тремя крупными седиментационными циклами, соответствующими трем ритмотолщам: нижнеюрской, среднеюрской и верхнеюрской. В каждой ритмотолще выделяются две ритмосвиты (снизу-вверх): сазымбайская и айболинская в первой нижнеюрской ритмотолще; дощанская и карагансайская - в среднеюрской ритмотолще; кумкольская и акшабулакская - в верхнеюрской ритмотолще. В каждой ритмотолще цикл начинается с накопления относительно более грубообломочных пород (нижние ритмосвиты), соответствующих тектонической активизации площади, и заканчивается периодом тектонической стабилизации региона и отложением тонкообломочных пород (верхние ритмосвиты).

На месторождении Караколь и в целом центральной части Бозингенской грабен-синклинали строение рифтогенного подэтажа значительно отличается от остальной части Арыкумского прогиба. Здесь между вышеописанным рифтогенным подэтажом и протерозой-палеозойским структурным этажом картируется толща от 500 до 2000-3000м, представленная осадочными породами, аналогичными по составу нижней юре. Отложения ритмогенного подэтажа залегают на эти автохтонные нижнеюрские отложения с угловым несогласием, что позволяют предположить здесь наличие или неизвестных нам отложений триас-юры - или наличие пермских квазиплатформенных отложений. Эта толща скважинами полностью не пересечена и не изучена. Для пересечения полной мощности автохтонной нижнеюрской толщи потребуется бурения скважины глубиной 6-6,5 км.

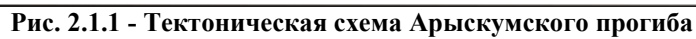
К нижним ритмосвитам приурочены основные продуктивные горизонты. Отложения верхних ритмосвит, представленные преимущественно глинистыми породами, играют роль зональных покрышек – флюидоупоров.

**Платформенный структурный подэтаж.** На рифтогенном структурном подэтаже с несогласием залегают отложения платформенного подэтажа, сложенные терригенными образованиями меловой, палеогеновой, неоген – четвертичной систем. Отложения этого структурного подэтажа откартированы, практически, на всей площади Арыскупского прогиба и залегают со стратиграфическим несогласием на юрских, палеозой – протерозойских образованиях. Они менее дислоцированы, осложнены разломами сбросово-взбросового типа, в большей части территории повторяют выделенные тектонические структуры, описанные в предыдущем разделе. Толщина структурного подэтажа колеблется от 600 до 1200 метров.

На рубеже юрского и мелового периодов закончился рифтогенный этап развития, вся территория прогиба превратилась в область умеренного тектонического прогибания. Переходу территории в собственно платформенные условия развития предшествовал определенный перерыв в осадконакоплении, приведший к частичному размыву верхнеюрских отложений и формированию в низах мелового платформенного разреза песчано-гравелитового арыскупского горизонта, имеющего ярко выраженную базальную природу.

Разрез отложений пострифтогенного мел-кайнозойского чехла представлен переслаиванием различных типов терригенных осадков, среди которых преобладают морские (Тетисового моря) и озерные отложения.

По результатам проведенных на рассматриваемой территории сейморазведочных работ 2Д и 3Д структура Караколь представляет собой раздробленный тектоническими нарушениями и зоной выклинивания многоблочный полусвод с локальными ловушками.



### 2.1.3 Нефтегазоносность

Месторождение Караколь расположено на западном крыле Бозингенской впадины-котловины, входящей в Бозингенскую грабен-синклинальную зону Арыскупского прогиба. В пределах Арыскупского прогиба открыты и разведаны месторождения Арысское, Аксай, Кызылкия, Кумколь, Ащисай, Акшабулак и т.д.

На всех перечисленных месторождениях Арыскупского прогиба нефтегазонакопление приурочено к песчаным коллекторам арыскупского горизонта нижнего неокома (М-I и М-II), а также к коллекторам верхней (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III), средней (Ю-IV) и нижней юры (Ю-V, Ю-VI), в зависимости от структурного расположения отложений перечисленных горизонтов и свит.

Первооткрывательницей месторождения является скважина КК-15, где в интервалах 2391-2394, 2380-2383, 2372-2374 м. 14 мая 2009г. получен приток газа с конденсатом из отложений нижней-средней юры.

На месторождении пробурены 27 скважин, после ПР-2019г пробуренных скважин нет. Кроме этих скважин были использованы материалы по скважине К-45 которая не входит в пробуренный фонд месторождения Караколь, однако находится в пределах структуры.

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Караколь представляет собой многопластовое месторождение нефти, газа и конденсата, где установлены 5 продуктивных горизонтов: Ю-III, Ю-IV-I, Ю-IV-II, Ю-V, Ю-VI. Из них: горизонты Ю-IV-I, Ю-V разделены на 2 пласта, (при этом пласт Ю-V-2 водонасыщенный), горизонт Ю-VI разделен на 3 пласта. По насыщению залежи горизонтов и пластов представлены в следующем порядке: 2 нефтяные (Ю-III, Ю-IV-I-2), 2 газонефтяные (Ю-IV-I-1, Ю-IV-II), 1 газовый (Ю-V-1), 3 нефтегазовые (Ю-VI-1,2,3)

К вскрытым горизонтам приурочены тектонически, стратиграфически, литологически экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа. Водонефтяные, газонефтяные и газоводяные контакты приняты по результатам опробования и по промыслово-геофизическим данным.

Ниже приводится описание строения указанных продуктивных пластов и связанных с ними залежей нефти и газа, а также обоснование ГНК, ГВК и ВНК (граф. прил 3-5).

**Горизонт Ю-III** вскрыт по всех пробуренных скважинах. Продуктивная часть горизонта вскрыта в 8 скважинах и тектоническими нарушениями разбита на три участка: 1. Залежь в районе скважин КК-101, КК-2 и т.д; 2. Залежь в районе скважины КК-9; 3.

Залежь в районе скважины КК-11. Вскрытые залежи - тектонически, стратиграфически, литологически экранированные нефтяные залежи пластово-сводового типа

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 16 до 71м, а эффективные толщины варьирует от 1,6 м до 33,5м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-7 пропластков.

Основная залежь горизонта вскрыта в *районе скважин КК-2, КК-15, КК-100, КК-8, КК-101, КК-20*, где по данным ГИС выявлены нефтенасыщенные коллектора, которые изменяются от 3,9м до 19,7м.

Продуктивность залежи доказана опробованием всех скважин. В скв. КК-2 при опробовании интервала 2062-2064, получены 23,6 м<sup>3</sup>/сут нефти, при газосодержание 159,4 м<sup>3</sup>/тн.

В скважине КК-15 при опробовании в интервале 2160-2170 м (абс.отм. -2178,8-2888,8 м) наблюдался выход нефти и газа. После проведения ГРП дебит нефти составил 46,2м<sup>3</sup>/сут.

В скважине КК-20 из интервала 2242-2259 м (абс.отм. -2160,0 -2177,0 м) получен приток нефти с растворенным газом. Расчетный дебит нефти 1,94 м<sup>3</sup>, дебит воды - 3,02 м<sup>3</sup>. Газовый фактор - 78 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При испытании второго объекта в скважине КК-20 из интервала 2226-2231 м (абс. отм. -2144,0-2149,0 м) получен приток нефти дебитом 2,9 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор составил 72 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В скважине КК-8 было прострелено два интервала. Интервал 2152-2154м оказался «сухим». В интервале 2168-2170 при опробовании были получены притоки нефти с дебитом 2,9м<sup>3</sup>/сут.

В скважинах КК-100 и КК-101 после проведения ГРП дебит нефти составил 8,8 и 30 м<sup>3</sup>/сут. соответственно.

С учетом данных опробования и ГИС, ВНК принимается по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора по скважине КК-20, на отметке -2175,6м.

В *районе скважины КК-9* выявлена нефтяная залежь, где по данным ГИС вскрыт 6,5м нефтенасыщенный коллектор. При опробовании скважины КК-9 получены 7,2 м<sup>3</sup>/сут нефти, 2,8 м<sup>3</sup>/сут воды.

ВНК для этой залежи принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -1966м.

В *районе скважины КК-11* вскрыта нефтяная залежь, где по ГИС выявлены 13,4м нефтенасыщенные коллектора. При опробовании скв. КК-11 в интервале 2103-2109м, получены притоки нефти 9,5м<sup>3</sup>/сут. При опробовании интервала 2137-2143м получены притоки жидкости, где дебит нефти составил 39,9 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК для этой залежи принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -2053,4м.

**Горизонт Ю-IV-I пласт 1** в большей части месторождения выклинивается, и вскрыт в северо-восточной части в скважинах КК-22, КК-21, КК-8, КК-101, КК-20, КК-102.

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 24,5 до 45м, а эффективные толщины варьирует от 7,2 м до 16,4м. Количество пропластков меняется от 2 до 8.

Продуктивность горизонта связана с данными ГИС и опробования скважин КК-8 и КК-20.

Нефтегазовая залежь, вскрытая в районе скв. КК-8 является стратиграфически и тектонически экранированной. По данным ГИС в скважине КК-8 выявлены 4,4м газонасыщенные и 2,9м нефтенасыщенные коллектора. При опробовании газовой части, в интервале 2239-2244м получены 86,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 18,7м<sup>3</sup>/сут конденсата. Нефтяная часть доказана опробованием интервала 2250-2253м, где были получены 10,2 м<sup>3</sup>/сут нефти и 0,25 м<sup>3</sup>/сут воды.

ГНК принят по подошве опробованного газонасыщенного коллектора на отметке -2158,8. ВНК принят условно на отметке -2168,6м, по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора.

Залежь нефти, *вскрытая в районе скв. КК-20* является тектонически и литологически экранированной. Продуктивность выделенной залежи доказана по данным ГИС и опробования. При опробовании из интервалов 2349-2352, 2356-2380 м получен приток нефти дебитом нефти 20,32 м<sup>3</sup>/сут. После ПР-2019г, в скважине выполнен перестрел и испытание в инт. 2349-2352м, 2355-2370м, где были получены нефти 6м<sup>3</sup>/сут, воды 14м<sup>3</sup>/сут. ВНК по данным ГИС не вскрыт и принят в скв. КК-20 по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта на абсол. отметке -2312,5 м.

**Горизонт Ю-IV-I пласт 2** вскрыт в скв. КК-23, КК-33 и КК-45, в остальных скважинах горизонт выклинивается. Нефтяные коллектора выявлены в скважинах КК-23 и КК-33. Сква. КК-45 замещена непроницаемыми породами.

Нефтяная залежь, *вскрытая в районе скв. КК-23*, с запада и юго-запада экранирована стратиграфическим несогласием и севера зоной отсутствия коллекторов. По данным ГИС в скв. КК-23 вскрыт 3,8 м нефтенасыщенный коллекторов, где при опробовании методом ИПТ в обсаженном стволе из интервалов 2497-2505, 2507-2509, 2513-2515 м получен приток газа, за общее время 630 мин. отобрана нефть в объеме 0,8 м<sup>3</sup> и газ. Расчетный дебит нефти – 1,829 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 21,98 МПа. После выполнения ГРП фонтанного притока не получено. В период с 15.08-01.09.2010 г

откачено 141,85 м<sup>3</sup> жидкости – нефть с водой. На конечный момент содержание воды 0,48%. Конечный уровень жидкости на глубине 1790 м. Расчетный дебит нефти- 10 м<sup>3</sup>/сут.

УВНК принят на абсолютной отметке -2433,1 м по подошве нефтенасыщенного по ГИС и опробованию пласта в скважине КК-23.

Залежь, вскрытая в *районе скв. КК-33* с юга, запада и востока ограничена тектоническими нарушениями. По данным ГИС выделена 1,6 м нефтенасыщенного коллектора. При опробовании, после ГРП в инт. 2822-2824 получены 8,4м<sup>3</sup>/сут нефти. УВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта на отметке -2749,2м.

**Горизонт Ю-IV-II** вскрыта и продуктивна в скважинах КК-23 и КК-24. Выявленные залежи выклиниваются в западном направлении, и осложнены тектоническими нарушениями. Общая толщина горизонта, вскрытая в скв. КК-23 и КК-24 составляет 119 и 55м, общая эффективная толщина равна 29,6 и 15,6м, количество пропластков составляют 10 и 6 соответственно.

Газоконденсатная залежь, выявленная в *районе скважины КК-23* с запада ограничена стратиграфическим несогласием и севера отделена от района скв. КК-24 тектоническим нарушением. В скв. КК-23 по данным ГИС выделены 21,3 газонасыщенных коллекторов. Продуктивность доказана опробованием, когда после освоения методом ИПТ в обсаженном стволе из интервала 2685-2697 м получен приток газоконденсата. Дебит газа на штуцере диаметром 5 мм составил 36,78 тыс. м<sup>3</sup>, дебит конденсата – 13,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

ГВК принят по кровле водонасыщенного коллектора, на отметке -2624,5м.

Нефтяная залежь с газовой шапкой, выявленная в *районе скважины КК-24* с запада ограничена стратиграфическим несогласием и с юга экранирована тектоническим нарушением. По данным ГИС выделены 14,7 м нефтенасыщенные коллектора. При опробовании в 2011 году в инт. 2703-2714м наблюдался выход конденсата. При проведении ИПТ/МФЕ получен приток газа с водой и конденсатом в объеме 1,72 м<sup>3</sup>. Расчетный дебит конденсата 0,867 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 19,5 МПа. В связи с этим при ОПЗ-2012г. данные интервалы считались как газонасыщенные. После, в 2013 году работы по опробованию горизонта продолжились, и с мая 2013 года до августа 2015 года были получены 67,7м<sup>3</sup> нефти. На основании этого, в рамках данного отчета залежь в районе скважины КК-24 считается как нефтяная с газовой шапкой.

Уровень ГНК принят по кровле нефтенасыщенного коллектора на отметке -2632,1м. Уровень ВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -2662,1м. При этом, кровля водонасыщенного коллектора находится на уровне -2670м.



Продуктивный горизонт **Ю-V** выделен в скважине КК-33 в восточной части месторождения. Горизонт состоит из двух пластов, где пласт **Ю-V-1**-газовый, пласт **Ю-V-2** – водонасыщенный.

**Горизонт Ю-V, пласт 1.** Газоконденсатная пластовая залежь, выявленная в скважине КК-33, с двух сторон ограничена тектоническими нарушениями и юга-запада границей выклинивания. Продуктивность оценена по данным ГИС, где выделены 9,5 м газонасыщенные коллектора.

Уровень ГВК принят на отметке -3191,7м что соответствует подошве газонасыщенного пласта в скв. КК-33.

**Горизонт Ю-VI** вскрыт во всех пробуренных скважинах, где по данным ГИС и опробования выделены продуктивные пласты 1, 2 и 3. К горизонту приурочены тектонически и литологически-экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа, разбитые нарушениями на блоки со своими газонефтяными, газоводяными и водонефтяными контактами.

**Горизонт Ю-VI пласт 1.** В пределах пласта Ю-VI-1 установлены 4 нефтяных, 2 нефтяных с газовой шапкой, 1 газовый залежи. Общая толщина пласта колеблется в пределах от 15 до 154м, а эффективные толщины варьирует от 1,5 м до 79,9м и состоят из 1-27 пропластков.

Нефтяная залежь в районе скв. КК-5 с запада экранирована тектоническим нарушением, а юга ограничена зоной отсутствия коллекторов. По данным ГИС в скважине выделен 2м нефтенасыщенный коллектор. Скважина опробована в интервале 2294-2297, где получены 13,3м<sup>3</sup>/сут нефти.

УВНК принимается по подошве нефтяного коллектора на отметке -2223,7м.

Нефтяная залежь, вскрытая в районе скв. КК-102 с двух сторон ограничена тектоническими нарушениями. По данным ГИС в скважине выделен 1,5м нефтенасыщенный коллектор. Скважина опробована в интервале 2420-2425м, где получены 18,9м<sup>3</sup>/сут нефти.

УВНК принимается на отметке -2342,1, что соответствует подошве опробованного коллектора.

Нефтяная залежь, вскрытая в районе скв. КК-2 с 3-х сторон экранирована тектоническими нарушениями. В скв. КК-2 по материалам ГИС выявлен нефтенасыщенный коллектор с толщиной 2,7м. Продуктивность выделенной залежи доказан опробованием в интервале 2096-2100м, где получены притоки нефти с дебитом 42,1 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК принят на отметке -2009,9м, что соответствует подошве опробованного коллектора.

Нефтяная залежь, выделенная в районе скв. КК-9, со всех сторон ограничена тектоническими нарушениями, где по ГИС выделены 6,3м нефтенасыщенные коллектора. Скважина КК-9 опробована в 2-х объектах:

- при опробовании интервала 2138-2139, 2141-2143, 2149-2150, 2153-2155, 2157-2158 получены 17,8 м<sup>3</sup>/сут нефти;
- при опробовании интервала 2092-2094 и 2099-2102 получены 19,7м<sup>3</sup>/сут нефти.

ВНК принят по подошве опробованного коллектора на отметке -2065,8м.

В районе скв. КК-1 вскрыта газонефтяная залежь, где по данным ГИС выявлены 4,6 м газонасыщенного коллектора и 19,6м нефтенасыщенного коллектора. Газовая часть залежи доказана опробованием интервала 2213-2218м, где получены 12,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 5,3 м<sup>3</sup>/сут конденсата. При этом, в этом интервале отобрана глубинная проба, которая была определена как нефтяная с газосодержанием 329 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В связи с этим, для газовой части ГНК взять по подошве интервала перфорации на абсолютной отметке -2128,9м.

При опробовании интервалов 2247-2249, 2251-2258, 2260-2265м получены притоки жидкости, где дебиты нефти составили 93,98м<sup>3</sup>/сут (газосодержание равно 167,7м<sup>3</sup>/тн).

Для нефтяной части ВНК принят по подошве нефтяного коллектора на отметке -2182,3м.

В районе скв. КК-15 вскрыта газонефтяная залежь, где по данным ГИС выявлены 6,9 м газонасыщенного коллектора и 1,2м нефтенасыщенного коллектора. При опробовании газовой шапки в интервале 2221-2228м получены 50,686 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 3,5 м<sup>3</sup>/сут конденсата. ГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -2157,6м.

Для нефтяной части ВНК принят по аналогии с соседнего блока (КК-1) на отметке -2182,3м. При этом, кровля водонасыщенного коллектора вскрыта на отметке -2208,7м в скв. КК-100.

Нефтяная залежь, вскрытая в районе скв. КК-12 ограничена с 3-х сторон тектоническими нарушениями. По данным ГИС выделены 1,1м нефтенасыщенного коллектора. При опробовании интервала 2152-2154м получены притоки нефти с дебитами 12,2м<sup>3</sup>/сут (газосодержание 13,1м<sup>3</sup>/тн). ВНК принят по подошве доказанного нефтяного коллектора на отметке -2062м.

Газовая залежь в районе скважины КК-33 пластовая, ограниченная с трех сторон тектоническими нарушениями. Продуктивность залежи доказана опробованием, когда при

освоении в обсаженном стволе скважины методом ИПТ из интервалов 3644-3648, 3659-3661 м (абс. отм. -3569,7 -3573,7, -3584,7-3586,7 м) наблюдался выход газа – высота пламени до 1 м. Расчетный дебит газа составил 1000 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 19,17 МПа. При подъеме НКТ с компоновки была отобрана жидкость в объеме 0,15 м<sup>3</sup>, из них 0,03 м<sup>3</sup> конденсата, 0,12 м<sup>3</sup> воды. Расчетный дебит конденсата составил 0,3 м<sup>3</sup>/сут.

УГВК принят на абсолютной отметке -3607 м по подошве нижнего продуктивного по ГИС и опробованного пласта в скважине КК-33.

**Горизонт Ю-VI пласт 2.** В пределах пласта Ю-VI-2 выявлены 4 нефтяных, 5 газовых залежей, с своими флюидальными контактами. Общая толщина пласта колеблется в пределах от 47 до 187м, а эффективные толщины варьирует от 2,1 м до 107,2м и состоят из 1-11 пропластков.

В *районе скв. КК-22* вскрыта тектонически и стратиграфически экранированная нефтяная залежь, где по ГИС выделены 4,5м нефтенасыщенные коллектора. При опробовании (инт. 2228,5-2230, 2235-2236,5, 2239-2242, 2246-2248м) в 5мм штуцере получены притоки нефти с дебитом 23,8м<sup>3</sup>/сут. Уровень ВНК принят на отметке -2171,7м, что соответствует подошве доказанного нефтяного коллектора.

В *районе скважины КК-24* вскрыта тектонически экранированная газоконденсатная залежь, где по выделены 11,4 м газонасыщенных коллекторов. Сква. КК-24 опробована в 3-х интервалах. Так, при опробовании интервалов 2830-2833м и 2908-2916м притока не получено. При опробовании инт. 2860-2866, при 9мм штуцере получены 22,121 тыс м<sup>3</sup>/сут газа и 1,6 м<sup>3</sup>/сут конденсата.

ГВК не вскрыт, подошва газонасыщенного коллектора в скважине КК-24 вскрыта на отметке -2842,6м.

Газоконденсатная залежь в *районе скв. КК-2* ограничена с севера и запада тектоническими нарушениями. По данным ГИС в скв. КК-2 вскрыт 7,6м газонасыщенный коллектор, где при опробовании получены притоки газа. ГВК принят по подошве опробованного газового коллектора, на отметке -2137,3м.

По данным ГИС и опробования в *районах скв. КК-15 и КК-101* установлена газоконденсатная залежь, с вскрытым газонасыщенными коллекторами 15,1м и 2,5м соответственно. Продуктивность залежи доказана результатами опробования этих скважин. В скважине КК-15 опробованы 2 объекта, где при опробовании получены: в инт. 2372-2374, 2380-2383, 2391-2394м притоки газа -15,9 тыс м<sup>3</sup>/сут, конденсата -6,7 м<sup>3</sup>/сут, в инт. 2308-2318м притоки газа -56,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата -3,5 м<sup>3</sup>/сут. В скважине КК-101 при опробовании инт. 2462-2467м получены притоки газа.

ГВК принят на отметке -2377,2м. что соответствует подошве опробованного газового коллектора. При этом, кровля водонасыщенного пласта находится на глубине -2409м.

В районе скв. КК-10 по данным ГИС и бурения установлена тектонически и литологически экранированная нефтяная залежь. По данным ГИС выявлены 20,4м нефтенасыщенных коллекторов. В скважине КК-10 при опробовании инт. 2315-2317, 2320-2324, при 6мм штуцере получены притоки жидкости, где дебит нефти составил 5м<sup>3</sup>/сут.

ВНК не вскрыт, подошва самого нижнего нефтенасыщенного коллектора находится на глубине -2303,9м.

В районе скв. КК-19 и КК-103 выявлена тектонически и литологически экранированная газоконденсатная залежь, где по материалам ГИС выделены 7,2м и 15,9м нефтенасыщенного коллектора соответственно. Продуктивность выделенной залежи доказана опробованием обеих скважин. В скважине КК-19 из интервала 2627-2635 м (абс.отм. -2541,1-2549,1 м) получен приток газа. На штуцере диаметром 5 мм при устьевом давлении 7,3-9,8 МПа дебит газа составил 30,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При этом, при опробовании верхних инт. 2545-2550 и 2584-2592м притоки не получены.

В скважине КК-103 всего опробованы 4 объекта. При опробовании интервала 2276-2283 притоки газа -83,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут и конденсата - 25,7 м<sup>3</sup>/сут. При опробовании интервала 2222-2227, получены 26,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 3,6м<sup>3</sup>/сут конденсата. После ПР\_2019г.в скважине КК-103 дополнительно опробованы 2 интервала: при опробовании инт. 2164-2168 при 7мм штуцере получены 12,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 2,9 м<sup>3</sup>/сут нефти. При опробовании инт. 2146-2148м получена 35 м<sup>3</sup> тех. воды.

В зоне этой залежи ГВК не вскрыт, подошва самого нижнего газонасыщенного коллектора установлено в скв. КК-19 на глубине -2548,7м.

Нефтяная залежь в районе скв. КК-12 установлено по данным ГИС и опробования. По ГИС выделены 16,7 м нефтенасыщенных коллекторов.

Скважина опробована в двух интервалах: при опроб-и инт. 2415-2425 получена 123 м<sup>3</sup>/сут нефти, при опроб-и инт. 2404-2413 компрессированием получены 44,1 м<sup>3</sup>/сут нефти с газосодержанием 77,6м<sup>3</sup>/сут.

Газоконденсатная залежь в районе скв. КК-25 и КК-104 ограничена с запада и востока тектоническим нарушением, с юга зоной отсутствия коллекторов. По данным ГИС в скв. КК-25 и КК-104 выделены 18,5м и 9,3м газонасыщенных коллекторов. В скважине КК-25 опробованы 2 интервала (2519-2532 и 2473-2490м) где получены притоки газа с дебитами 500м<sup>3</sup>/сут и 1000 м<sup>3</sup>/сут, без признаков нефти. При опробовании скв. КК-

104 в инт. 2336-2339,2345-2349м получены притоки конденсата 25,1 м<sup>3</sup>/сут с газосодержанием 1004,8м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. После ПР-2019г в скважине опробован инт. 2304-2308м, где получены притоки газа 9,9 тыс.м<sup>3</sup>/сут и конденсата 1,2 м<sup>3</sup>/сут.

Нефтяная залежь, вскрытая в *районе скв. КК-13* ограничена тектоническими нарушениями с 3-х сторон. По данным ГИС вскрытая толщина нефтенасыщенных коллекторов равна 2,1м. В скважине опробовании 2 интервала: при опробовании инт. 2415-2425 получены притоки нефти 123 м<sup>3</sup>/сут с газосодержанием 365,7 м<sup>3</sup>/тн. При опробовании второго инт. 2404-2413 также получены притоки нефти с дебитом 44,1 м<sup>3</sup>/сут, с газосодержанием 77,6 м<sup>3</sup>/тн.

**Горизонт Ю-VI пласт 3.** По сравнению с вышележащими пластами, горизонт является по большей части газоконденсатным. Так, пробуренными скважинами вскрыты 1 нефтяной и 5 газоконденсатных залежей. Общая толщина пласта колеблется в пределах от 2 до 197м, а эффективные толщины варьирует от 2,4 м до 24,7м и состоят из 2-9 пропластков.

По данным ГИС и опробования в *районе скв. КК-6* вскрыта газоконденсатная залежь, с газонасыщенными коллекторами с толщиной 1,3м. При опробовании инт. 2376-2379м получены притоки конденсата и газа. Объем конденсата составил 7,1м<sup>3</sup>, газ не был замерен. ГВК принят по подошве опробованного коллектора на отметке -2307м.

Нефтяная залежь в *районе скважины КК-21* с запада и юга ограничена тектоническим нарушением, и по опробованию и интерпретации ГИС. По данным в разрезе скважины выделены 2,8м нефтенасыщенные коллектора. После опробования методом ИПТ в обсаженном стволе скважины КК-21 из интервала 2265-2268 м (абс. отм. - 2186,4-2189,4 м) получен фонтанный приток жидкости - нефть с газом. Вода в продукции отсутствует. Дебит нефти на штуцере диаметром 9 мм составил 78,7 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа – 40,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

ВНК принят по подошве продуктивного по ГИС и опробованию пласта на абсолютной отметке -2189,8 м.

Газоконденсатная залежь *района скважины КК-20* (в виде узкой полосы) ограничена тектоническими нарушениями и зоной глинизации выделенных в районе скв. КК-101 и КК-15. Залежь выделена по интерпретации ГИС и опробованию.

При опробовании методом ИПТ в обсаженном стволе скважины КК-20 из интервалов 2616-2619 м (абс. отм. -2534,0-2537,0 м) получен фонтанный приток газа с конденсатом. На штуцере диаметром 8 мм дебит конденсата составил 0,70 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа – 7200 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 11,5 МПа. На штуцере диаметром 6 мм дебит конденсата составил 0,66 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа – 7000 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 10,3 МПа.

УГВК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -2573,6м.

В районе скв. КК-24 и КК-102 также по данным ГИС и опробования установлена газоконденсатная залежь. По данным ГИС в скв. КК-24 и КК-102 вскрыты 21,6м и 25,9м газонасыщенных коллекторов. В скважине КК-24 было опробовано 3 интервала. При опроб-и инт. 2960-2973м при 7мм штуцере получен газ 8,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут. При опроб-и интервала 3009-3015, при 7 мм штуцере получены 29,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 27,3 м<sup>3</sup>/сут конденсата. При опроб-и инт. 3109-3114, 3129-3133, 3152-3154м получены притоки газа и конденсата. В скважине КК-102 опробовано 2 объекта. При опроб-и инт. 2701-2719м получены 15 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. При опробовании инт. 2650-2657 также было получено 15 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

ГВК по залежи не вскрыт, отметка по подошве нижнего газонасыщенного коллектора находится на глубине -3081,7м.

Газовая залежь района скважины КК-33 выделена по опробованию и интерпретации ГИС.

При опробовании методом ИПТ в обсаженном стволе скважины КК-33 из интервала 3736-3740 м (абс. отм. -3661,7-3665,7 м) получен газ дебитом 1,019 тыс.м<sup>3</sup>/сут при депрессии 26,3 МПа. Жидкость, полученная при обратной циркуляции – тех. Вода без признаков нефти.

По данным интерпретации ГИС в разрезе скважины выделено два продуктивных пласта в интервале абсолютных отметок -3640-3663,4 м. УГВК по залежи принят на абсолютной отметке -3663,4 м по подошве продуктивного по данным ГИС и опробованию пласта в скважине КК-33.

В районе скв. КК-104 по данным ГИС и опробования выделенная небольшая тектонически и литологически экранированная газоконденсатная залежь. По данным обработки ГИС в скв. КК-104 выделены 4,1м газонасыщенных коллекторов. При опроб-и инт. 2485-2486, 2490-2492м. при 7мм штуцере получены 29,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, 5,1 м<sup>3</sup>/сут конденсата. ГВК не вскрыт, подошва газового коллектора находится на глубине -2402,4м.

В районе скв. КК-4 по данным ГИС и опробования вскрыт 9,8м газонасыщенный коллектор. При опроб-и инт. 2398-2402м получены притоки газа, конденсата и воды. Замеренный газовый фактор составил 3547,3 м<sup>3</sup>/тн. При опроб-и инт. 2415-2422м получены притоки газа и воды. Замеренный газовый фактор составил 5604,7 м<sup>3</sup>/тн. ГВК не вскрыт, подошва газового коллектора находится на глубине -2332,2м.

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

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы материалы геофизических исследований скважин, данные лабораторного изучения образцов керна и гидродинамических исследований скважин.

### *Результаты анализов керна*

На месторождении по состоянию на 01.01.2023 г с отбором керна пробурено 10 скважин: КК-8, КК-9, КК-11, КК-12, КК-15, КК-20, КК-23, КК-24, КК-33, КК-101. Из данного числа скважин пять являются разведочными (КК-15, КК-20, КК-23, КК-24, КК-33), четыре – оценочными (КК-8, КК-9, КК-11, КК-12), одна – опережающе-добывающей (КК-101).

За период с 2019-2023гг бурение новых скважин с отбором керна не проводилось, поэтому статистические данные по керну находятся на прежнем уровне.

Общая проходка с отбором керна на месторождении составила 61,53 м, вынос керна по месторождению – 100%. Вынесенный на поверхность керн составляет 0,29% от всей вскрытой толщины и характеризует верхний, средний и нижний отделы юры (на верхнеюрские отложения – 17,65 м, среднеюрские – 25,05 м, нижнеюрские – 18,83 м.)

Петрофизические исследования образцов керна проведены во всех скважинах, пробуренных с выносом керна. Общее число образцов, отобранных для лабораторного анализа – 133 единицы. Сведения по отбору керна по скважинам месторождения приведена в таблице 2.2.1.

**Таблица 2.2.1 - Сведения об отборе керна месторождения Караколь**

№ скв.	Забой, м	Общая проходка с отбором керна			Всего проанализированных образцов	Количество кондиционных образцов
		Проходка, м	Вынос керна			
			м	%		
КК-8	2374	3,29	3,29	100	10	4
КК-9	2362	2,3	2,3	100	10	-
КК-11	2438	1,73	1,73	100	10	1
КК-12	2500	8,66	8,66	100	34	29
КК-15	2550	6,87	6,87	100	15	2
КК-20	2797	12,51	12,51	100	16	2
КК-23	3500	7,2	7,2	100	13	-
КК-24	3479	8,07	8,07	100	11	1
КК-33	3780	2,1	2,1	100	3	-
КК-101	2750	8,8	8,8	100	11	10
Всего по месторождению:		61,53	61,53	100	133	49

На образцах керна выполнен комплекс исследований по определению плотности зёрен и пород, открытой и полной пористость, проницаемости, карбонатности и

насыщенности нефтью и водой, изучен гранулометрический состав и УЭС пород. Список исследований, проведенных на керне изучаемого месторождения, представлен в таблице 2.2.2.

**Таблица 2.2.2 - Комплекс лабораторных исследований и количество определений**

Виды исследований		Скважины	Всего
Пористость открытая/полная, образец		КК-8, 9, 11, 12, 15, 20, 23, 24, 33, 101	129/66
Проницаемость по газу/по Клинкенбергу, образец			128/53
Плотность породы/зерен, образец			98/130
Гранулометрический состав, образец		КК-8, 9, 11, 15, 20, 23, 24, 33	67
Карбонатность, образец			85
Насыщенность нефтью/водой, образец		КК-12, 15, 20, 23, 24, 33, 101	65/56
Параметр пористости, образец		КК-8, 9, 11, 12	42
Параметр насыщения, образец/определение			42/384
Капиллярметрии, образец			42
Биостратиграфические исследования, образец	Палинологический анализ	КК-15, 20, 23, 24, 33, 101	76/42
	Микрофаунистический анализ		72/43
Люминесцентно-битуминологический анализ, образец			
Спектральный анализ, образец		КК-15, 20, 23, 24, 33	87
Термический анализ глинистой фракции, образец			24

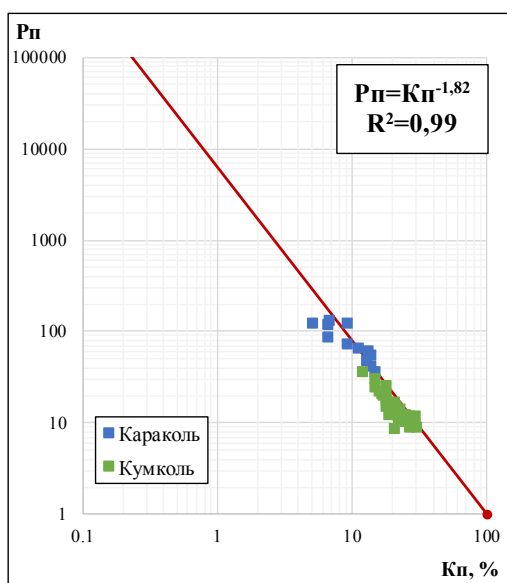
По результатам петрофизических исследований керна из скважин построены графики зависимостей и сопоставлений, которые использованы для интерпретации данных ГИС.

**Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости  $R_p=f(K_p)$**   
для отложений средней и верхней юры получена по 12 образцам, для отложений нижней юры – по 30 образцам.

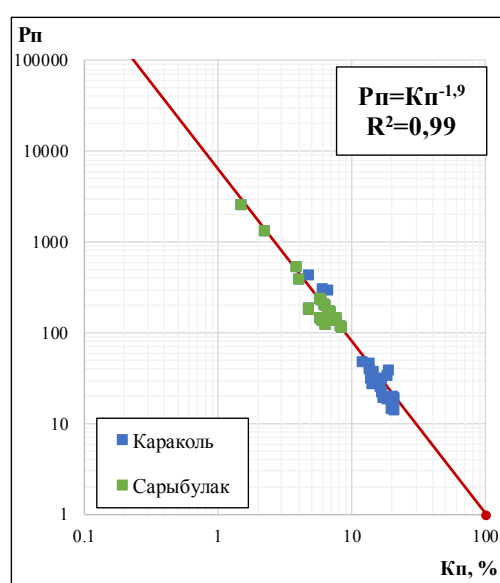
Зависимости описываются уравнениями:

$$R_p = K_p^{-1,82} \text{ – средняя и верхняя юра (рис.2.2.1)}$$

$$R_p = K_p^{-1,9} \text{ – нижняя юра. (рис. 2.2.2)}$$



**Рис. 2.2.1 - Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для средней и верхней юры**



**Рис. 2.2.2 - Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для нижней юры**



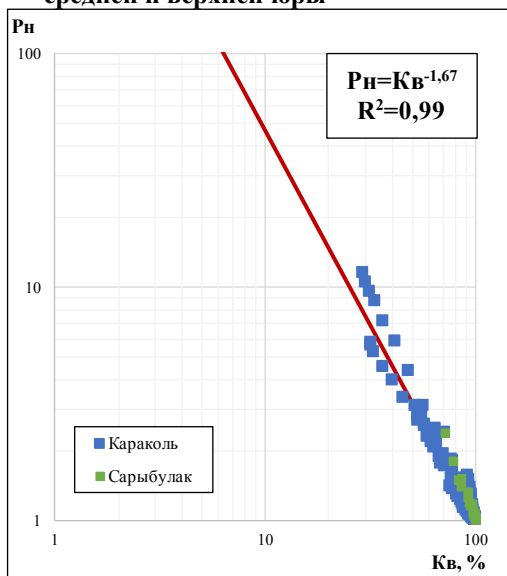
**Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности**  
 $R_n=f(K_v)$  для отложений средней и верхней юры получена по 12 образцам (144 определений), для отложений нижней юры – по 30 образцам (240 определений).

Зависимости описываются уравнениями:

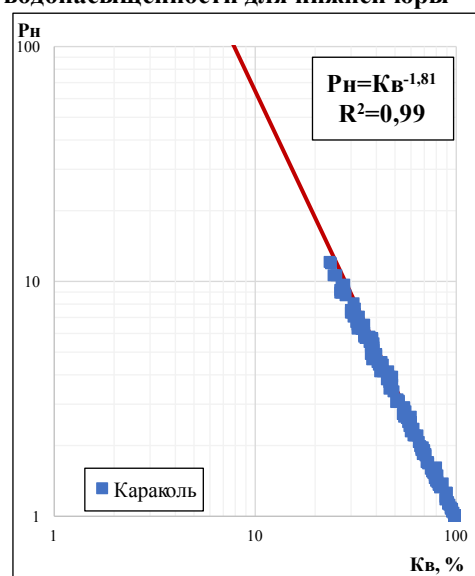
$$R_n = K_v^{-1,67} \text{ – средняя и верхняя юра (рис. 2.2.3)}$$

$$R_n = K_v^{-1,81} \text{ – нижняя юра. (рис. 2.2.4)}$$

**Рис. 2.2.3 - Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для средней и верхней юры**



**Рис. 2.2.4 - Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для нижней юры**



**Обоснование граничных значений параметров.** На месторождении специальных исследований по определению предельного значения проницаемости не проводилось, поэтому данная величина принята равной  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по литературным данным для терригенных пород (например, классификация Теодоровича Г.И., а также 30 опытов, проведённых в лаборатории МИНХ и ГП учёным Гудок Н.Г.).

Граничное значение пористости для верхних и средних, а также нижнеюрских отложений определено по пересечению линии граничного значения проницаемости с трендом зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости, соответственно равными 0,09 и 0,1 доли ед. Количество образцов, участвующих в построении зависимостей для верхней / средней и нижнеюрских отложений составляют соответственно 81 и 45 единиц.

Зависимости проницаемости от пористости ( $K_{пр}$  от  $K_{п}$ ) свидетельствуют о возрастании значений проницаемости с возрастанием пористости по экспоненциальной функции:

- для верхне- и среднеюрских отложений по уравнению  $K_{пр} = 0,0098e^{0,505K_{п}}$  с величиной достоверности аппроксимации равной  $R^2=0,6396$  (рис. 2.2.5);

- для нижнеюрских отложений по уравнению  $K_{пр} = 0,0071e^{0,4796K_{п}}$  с величиной достоверности аппроксимации равной  $R^2=0,8291$  (рис. 2.2.6).

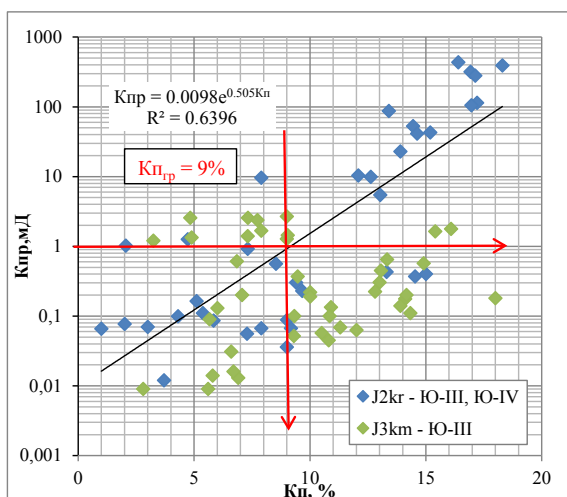


Рис. 2.2.5 - Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для средней и верхней юры

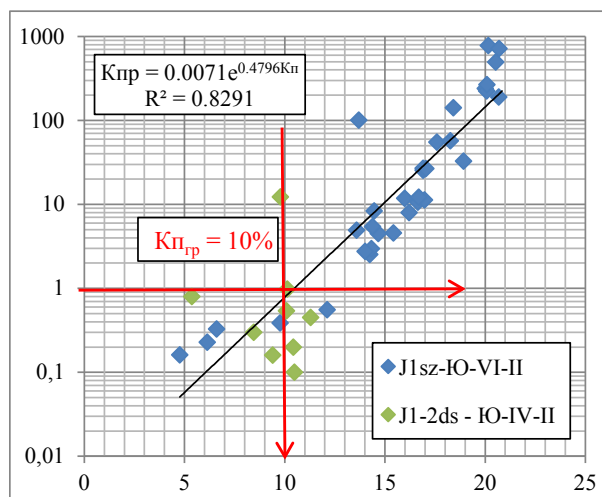


Рис. 2.2.6 - Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для нижней юры

На данном этапе граничное значение пористости принято по результатам опробования равным 0,08 доли ед. – для газовой части залежи и 0,09 доли ед. – для нефтяной части залежи.

В дальнейшем, для подтверждения принятых граничных значений параметров, необходимых для количественного выделения коллекторов, рекомендуется выполнить на керне данного месторождения специальные исследования по определению остаточной нефте- и водонасыщенности на коллекции образцов как с наилучшими коллекторскими свойствами, так и с низкими.

**Зависимость плотности пород от пористости.** Для построения зависимости привлечены данные по месторождению Сарыбулак Ю.В. (рис. 2.2.7). Между данными параметрами связь описывается нижеследующими уравнениями:

- $G = -2,9302K_p + 2,6512$ ,  $R^2 = 0,8246$  – для средней и верхней юры;
- $G = -2,3619K_p + 2,6511$ ,  $R^2 = 0,8725$  – для нижней юры.

Из полученных при построении зависимостей уравнений следует, что плотность скелета для пород средней, верхней и нижней юры составляет  $2,65 \text{ г/см}^3$ .

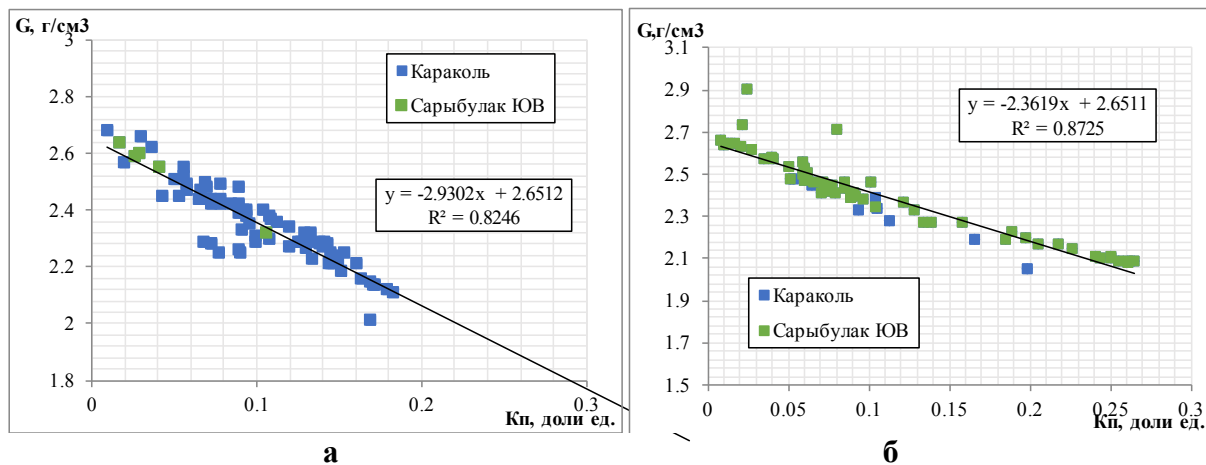


Рис. 2.2.7 - Зависимость объемной плотности от пористости, а - для верхней и средней юры, б - для нижней юры

Гранулометрический анализ выполнен на образцах керна из скважин КК-15, КК-20, КК-23, КК-24, КК-33, КК-101 (рис. 2.2.8).

Диаграмма распределения гранулометрических фракций показывает, что в верхней-средней и нижней юре преобладают мелкозернистые коллектора. Содержание глинистой (пелитовой) фракции составляет в среднем 24,47 и 29,28% соответственно для верхней – средней и нижней юры.

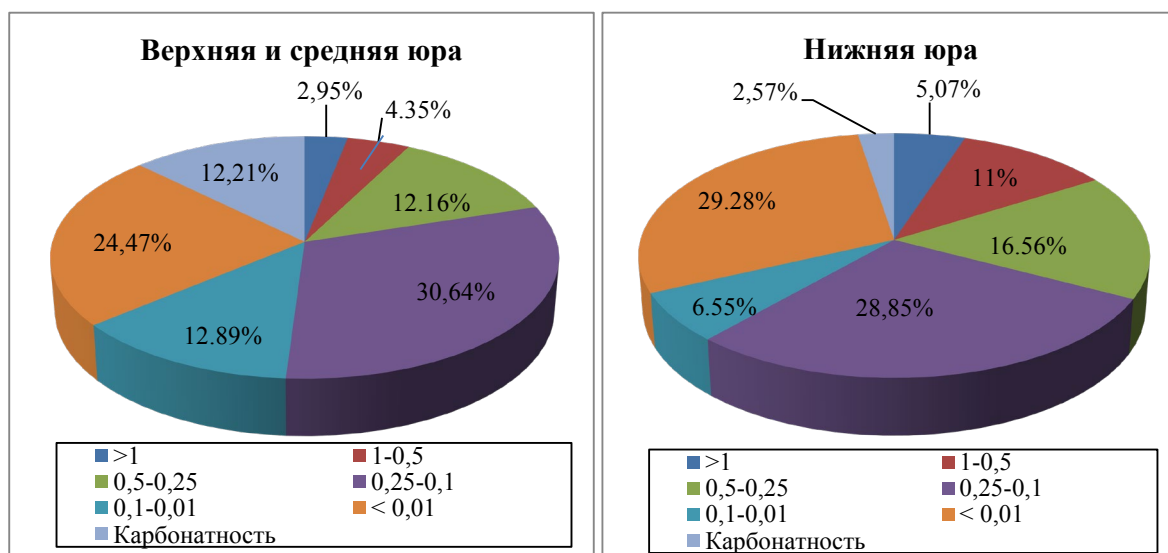


Рис. 2.2.8 - Диаграмма распределения гранулометрических фракций

#### Литолого-петрографическая характеристика пород

Породы, слагающие продуктивный разрез, представлены песчаниками, алевролитами, гравелитами, и аргиллитами. Характерным для разреза является наличие

углей. Коллекторами являются песчаники, алевролиты и гравелиты, тип коллектора – поровый.

Горизонт Ю-III приурочен к кумкольской свите верхней юры.

Горизонт представлен керном по скважинам КК-9 и КК-11 сложен алевролитом, алевропесчаником и хлидолитом. Коллектор по описанию керна представлен мелкозернистым алевролитом серого цвета, хорошо отсортированным, с глинистым цементом, неслоистым, с неровным изломом, полимиктовым. Минералогический состав пород не изучался.

Коллекторами являются алевролиты и песчаники. Песчаники серые, мелкозернистые, полевошпатово-кварцевые, средне- и плохо отсортированные, с глинистым цементом, пористость средняя.

Горизонт Ю-IV выделен в карагансайской свите среднеюрских отложений и дощанской свите средне-нижнеюрских отложений. По макроописанию скважин КК-8, КК-20, КК-23, КК-24 литологически горизонт представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами, реже конгломератами. Характерным для этой части разреза является обилие угольных пластов. Иногда встречается ритмичное чередование тонких углистых и аргиллитовых пропластков.

По минералогическому анализу, выполненному на образцах из скважины КК-20 содержание кварца меняется от 64 до 95%, обломки пород – 20% и полевые шпаты – 8%.

Горизонт Ю-V приурочен к айбалинской свите (подошва среднеюрской и кровля нижнеюрских отложений). По макроописанию литологически горизонт представлен песчаниками, аргиллитами.

Горизонт Ю-VI приурочен к сазымбайской свите. По описанию керна по скважине КК-12 горизонт сложен в основном песчаниками, алевролитом, а также гравелитами.

Песчаник слабонефтенасыщенный коричневого цвета, средней твердости, средней плотности, крупно-, среднезернистый, псаммитовая структура, умеренно отсортирован, зерна от полуугловатой до окатанной формы, однородный, цемент глинистый, тип цемента порово-контактный.

Алевролит с частыми прослоями алевроитистой глины, слоистая текстура, слоистость параллельно-волнистая, средней твердости, плотная, неоднородный, пелито-алевро-псаммитовая структура, прослоями микрозернистый, умеренно сцементированный, слабокарбонатный, микротрещиноватый.

Гравелит средней твердости, средней плотности, грубо-крупнообломочная структура, сцементирован песчанистыми зернами крупно-, среднезернистой структуры, плохо отсортирован, зерна от неправильных до окатанных форм, неоднородный, цемент

глинистый, тип цемента поровый, неяснослоистая текстура. Присутствуют прослойки углистого материала.

### ***Результаты анализа геофизических исследований скважин.***

При выполнении отчета использованы материалы ГИС по 28 скважинам. Во всех скважинах месторождения проведен обязательный комплекс геофизических исследований, необходимый для выполнения корреляции, выделения коллекторов и оценки подсчетных параметров. Исследования выполнены китайской компанией CNLC при помощи аппаратного комплекса LEAP 600B.

### ***Виды и объемы ГИС***

В скважинах по всему вскрытому разрезу выполнен комплекс исследований, состоящий из следующих методов: кавернометрия (Кв), метод самопроизвольной поляризации (ПС), замер естественной радиоактивности (ГК), спектральный гамма-каротаж (запись спектров излучения U, Th, K), гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГКп), акустический каротаж (АК), двухзондовый нейтронный каротаж с регистрацией водородосодержания (CNL), двухзондовый индукционный каротаж (ILD, ILM), ВИКИЗ.

В процессе бурения новых скважин проведены геолого-технологические исследования (ГТИ), в ходе которых изучен шлам, записан газовый каротаж. На выходе из скважины регистрировалось общее содержание углеводородов (LTG), также выполнен хроматографический анализ, который позволяет автоматически определять компонентный состав газа (C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5). Качество цементирования колонн оценивалось при помощи термометрии и акустической цементометрии (АКЦ) с регистрацией фазокорреляционных диаграмм.

### ***Интерпретация ГИС***

Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”. Перед обработкой данных осуществлялся контроль качества полученных геофизических замеров.

Определение объемной глинистости проводились по методу ГК.

Оценка пористости велась с использованием кривых ГГК, АК и ННК.

В основу определения коэффициента нефтегазонасыщенности положена зависимость Арчи с использованием коэффициентов, полученных в результате изучения керновых данных. УЭС пластовой воды (0,13 Омм – для верхней юры, 0,11 – для средней юры, 0,08 Омм – для нижней юры), принято в соответствии с минерализацией пластовых вод, отображенных в пределах продуктивных залежей.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС хорошего качества, и позволяют получить качественные и

количественные характеристики пластов-коллекторов. В качестве вспомогательных методов для уточнения литологии пластов и характера насыщения коллекторов, во вновь пробуренных скважинах необходимо продолжить проведение геолого-технических исследований с записью газового каротажа, отбором шлама и определением уровня флюоресценции.

Для определения характера поведения пород-коллекторов проведен статистический анализ эффективных толщин по горизонтам. Результаты обобщенных значений общих, нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин горизонтов/пластов и объектов представлены в таблице 2.2.3.

Для уточнения характеристики слоистости пласта и степени его прерывистости проанализированы статистические показатели, характеризующие неоднородность. Полученные показатели неоднородности нефтяных горизонтов/пластов и объектов продуктивного разреза приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.3 - Характеристика толщин горизонтов, объектов

Толщина	Наименование/горизонт	Ю-III (I объект)	Ю-IV-1-1	Ю-IV-1-2	Ю-IV-2	II объект	Ю-V-1	Ю-VI-1	Ю-VI-2	Ю-VI-3	III объект
Общая	Средняя, м	<b>48,8</b>	35,6	12,65	86,9	<b>42,8</b>	285,38	76,9	104,9	94,2	<b>194,04</b>
	Коэффициент вариации, доли ед.	<b>0,51</b>	0,47	0,4	0,54	<b>0,71</b>	0,008	0,58	0,4	0,6	<b>0,37</b>
	Интервал изменения, м	<b>15,88-71,2</b>	24,5-44,8	7,9-17,4	55,2-118,9	<b>7,9-136,3</b>	282,97-287,79	20,5-154,1	1,3-187,1	29,11-192,8	<b>37,9-356,4</b>
Эффективная	Средняя, м	<b>13,6</b>	12,1	2,7	22,6	<b>14,4</b>	23,1	18,08	14	12,25	<b>31,3</b>
	Коэффициент вариации, доли ед.	<b>0,72</b>	0,33	0,4	0,31	<b>0,68</b>	0,25	0,7	0,67	0,61	<b>0,61</b>
	Интервал изменения, м	<b>1,6-33,5</b>	7,2-16,4	1,6-3,8	15,6-29,6	<b>1,6-33,4</b>	17,2-29	1,5-79,9	1,3-38,7	2,4-24,7	<b>5,2-89,7</b>
Газонасыщенная	Средняя, м	-	4,42	-	21,3	<b>12,86</b>	9,5	7,3	10,8	9,4	<b>12,47</b>
	Коэффициент вариации, доли ед.	-	0	-	0	<b>0,65</b>	0	0,17	0,45	0,93	<b>0,66</b>
	Интервал изменения, м	-	-	-	-	<b>4,42-21,3</b>	-	5,9-8,7	2,5-18,5	1,3-24,7	<b>1,3-31,5</b>
Нефтенасыщенная	Средняя, м	<b>10,3</b>	9,6	2,7	14,7	<b>7,86</b>	-	4,05	10,2	2,8	<b>6,55</b>
	Коэффициент вариации, доли ед.	<b>0,67</b>	0,73	0,4	0	<b>0,83</b>	-	0,88	0,68	0	<b>0,91</b>
	Интервал изменения, м	<b>3,96-19,7</b>	2,9-16,3	1,6-3,8	14,7	<b>1,6-16,3</b>	-	1,1-15,5	2,1-19,6	-	<b>1,2-19,6</b>
Водонасыщенная	Средняя, м	<b>15,8</b>	12,4	-	6,75	<b>10,14</b>	18,35	19,08	12,4	11,2	<b>26,98</b>
	Коэффициент вариации, доли ед.	<b>0,65</b>	0,3	-	0,21	<b>0,39</b>	0,59	0,96	0,7	0,59	<b>0,64</b>
	Интервал изменения, м	<b>1,6-33,5</b>	7,2-16,4	-	5,2-8,3	<b>5,2-16,4</b>	7,7-29	2,6-79,9	1,3-31,2	2,2-21,1	<b>5,2-79,9</b>

Таблица 2.2.4 - Статистические показатели характеристик неоднородности пластов

Горизонт	Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.		
		среднее значение	коэффициент вариации, доли ед.	интервал изменения	среднее значение	коэффициент вариации, доли ед.	интервал изменения
<b>Ю-III</b>	<b>20</b>	<b>0,28</b>	<b>0,68</b>	<b>0,04-0,89</b>	<b>3,75</b>	<b>0,46</b>	<b>1-7</b>
Ю-IV-1-1	4	0,35	0,35	0,21-0,57	4	0,61	2-8
Ю-IV-1-2	2	0,21	0,11	0,20-0,22	2,5	0,6	1-4
Ю-IV-2	2	0,31	0,16	0,25-0,38	8	0,25	6-10
<b>II объект</b>	<b>8</b>	<b>0,33</b>	<b>0,18-0,50</b>	<b>0,37</b>	<b>5,5</b>	<b>0,72</b>	<b>1-14</b>
Ю-V-1	2	0,08	0,15	0,06-0,10	10,5	0,14	9-12
Ю-VI-1	26	0,26	0,66	0,02-0,86	5,8	0,86	1-18
Ю-VI-2	20	0,13	0,46	0,01-0,26	4,15	0,68	1-11
Ю-VI-3	12	0,14	0,5	0,03-0,34	4,41	0,62	2-9
<b>III объект</b>	<b>28</b>	<b>0,17</b>	<b>0,6</b>	<b>0,05-0,6</b>	<b>10,2</b>	<b>0,57</b>	<b>1-21</b>

При определении коллекторских свойств и параметров вариаций по результатам лабораторного исследования керна использовалась совокупность их значений, равных или превышающих принятые величины нижних пределов пористости и проницаемости по объектам. Результаты оценки коллекторских свойств объектов разработки приведены в таблице 2.2.5. Параметры Кп, Кпр, Кнг остались без изменения по сравнению с ПЗ-2019г и АР-2021г.

Таблица 2.2.5 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности объектов разработки

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> (газ/нефть)	Пористость, доли ед. (газ/нефть)	Газонефтенасыщенность, доли ед. (газ/нефть)
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
<b>Ю-III</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-/3	-/3	-
	Количество определений	-/5	-/5	-
	Среднее значение	-/1,75	-/0,11	-
	Интервал изменения	-/1,28-2,67	-/0,09-0,16	-
	Коэффициент вариации	-/0,24	-/0,26	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-/9	-/6
	Количество определений	-	-/32	-/16
	Среднее значение	-	-/0,17	-/0,50
	Интервал изменения	-	-/0,13-0,26	-/0,40-0,80
	Коэффициент вариации	-	-/0,16	-/0,27
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-/4	-	-
	Количество определений	-/6	-	-
	Среднее значение	-/2,17	-	-
	Интервал изменения	-/0,15-10,3	-	-
	Коэффициент вариации	-/0,74	-	-
<b>Ю-IV-I-1</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1/-	1	-
	Количество определений	14/-	14/-	-
	Среднее значение	136,6/-	0,15/-	-
	Интервал изменения	5,43/433,7/-	0,12-0,18/-	-
	Коэффициент вариации	0,92/-	0,13/-	-



Продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	1/2	1/2
	Количество определений	-	1/9	1/9
	Среднее значение	-	0,19/0,15	0,84/0,82
	Интервал изменения	-	-0,11-0,19	-0,74-0,90
	Коэффициент вариации	-	-0,19	-0,06
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-/2	-	-
	Количество определений	-/3	-	-
	Среднее значение	-/1,34	-	-
	Интервал изменения	-/0,06-3,87	-	-
	Коэффициент вариации	-/1,33	-	-
Ю-IV-I-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-/2	-/2
	Количество определений	-	-/5	-/5
	Среднее значение	-	-/0,14	-/0,91
	Интервал изменения	-	-/0,10-0,20	-/0,83-0,96
	Коэффициент вариации	-	-/0,26	-/0,05
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-/2	-	-
	Количество определений	-/2	-	-
	Среднее значение	-/4,8	-	-
	Интервал изменения	-/4,15-5,45	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Ю-IV-II				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-/1	-/1	-
	Количество определений	-/1	-/1	-
	Среднее значение	-/12,3	-/0,1	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	1/1	1/1
	Количество определений	-	6/5	6/5
	Среднее значение	-	0,13/0,15	0,57/0,69
	Интервал изменения	-	0,11-0,16/0,10-0,18	0,43-0,73/0,52-0,76
	Коэффициент вариации	-	0,16/0,21	0,19/0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Ю-V-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	1/-	1/-
	Количество определений	-	6/-	6/-
	Среднее значение	-	0,10/-	0,75/-
	Интервал изменения	-	- /-	0,68-0,81/-
	Коэффициент вариации	-	0	0,06/-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5
Ю-VI-I				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	3/7	3/6
	Количество определений	-	5/15	5/14
	Среднее значение	-	0,13/0,16	0,77/0,66
	Интервал изменения	-	0,10-0,15/0,13-0,19	0,51-0,90/0,52-0,78
	Коэффициент вариации	-	0,14/0,12	0,20/0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-/6	-	-
	Количество определений	-/11	-	-
	Среднее значение	-/17,09	-	-
	Интервал изменения	-/0,0005-106	-	-
	Коэффициент вариации	-/1,74	-	-
Ю-VI-II				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-/1	-/1	-
	Количество определений	-/29	-/29	-
	Среднее значение	-/162,8	-/0,17	-
	Интервал изменения	-/2,53-1251,69	-/0,14-0,21	-
	Коэффициент вариации	-/10,8	-/0,14	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	8/4	8/4
	Количество определений	-	34/12	34/12
	Среднее значение	-	0,15/0,14	0,70/0,64
	Интервал изменения	-	0,10-0,23/0,11-0,18	0,40-0,91/0,43-0,84
	Коэффициент вариации	-	0,27/0,16	0,18/0,18
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-/8	-	-
	Количество определений	-/12	-	-
	Среднее значение	-/12,08	-	-
	Интервал изменения	-/0,004-60,1	-	-
	Коэффициент вариации	-/1,69	-	-
Ю-VI-III				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	7/1	7/1
	Количество определений	-	26/1	26/1
	Среднее значение	-	0,14/0,15	0,77/0,72
	Интервал изменения	-	0,10-0,19/-	0,40-0,97/-
	Коэффициент вариации	-	0,18/-	0,16/-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-/6	-	-
	Количество определений	-/14	-	-
	Среднее значение	-/12,08	-	-
	Интервал изменения	-/0,004-60,1	-	-
	Коэффициент вариации	-/1,69	-	-

В таблице 2.2.6 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.6 - Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта)

Горизонт	По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Число случаев
Ю-III	1-10	5
	<b>Всего</b>	<b>5</b>
Ю-IV-I-1	1-10	2
	10-100	6
	100-1000	6
	<b>Всего</b>	<b>14</b>
Ю-IV-II	10-100	1
	<b>Всего</b>	<b>1</b>
Ю-VI-II	1-10	9
	10-100	10
	100-1000	9
	>1000	1
	<b>Всего</b>	<b>29</b>

## 2.3 Состав и свойства нефти, газа и конденсата

Изучение свойств пластовой нефти месторождения начато в 2009 году.

В целом на дату отчета отобраны 16 глубинных проб нефти в 12 скважинах и 19 поверхностных проб в 13 скважинах. Из них после ПР\_2019г исследованы по 6 новым поверхностным пробам нефти со скважин КК-2, КК-10, КК-11, КК-12 и КК-20.

Газоконденсатная часть месторождения изучена на основе 9 проб в 7 скважинах и 19 поверхностных проб в 5 скважинах. Из них, после «ПР-2019г» дополнительно отобраны 5 поверхностных проб (скв. КК-103, 104).

Состав и свойства растворенного в нефти газа исследовались по глубинным пробам после однократного разгазирования. Всего исследовано 16 проб в 12 скважинах.

Отобранные пробы исследовались в лаборатории ТОО «CNEC» (г. Кызылорда, Казахстан). Лабораторные исследования устьевых проб нефти газа и конденсата проведены в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», Везерфорд-КЭР - Актау и ТОО «CNEC».

Месторождение разделено на горизонты со схожими стратиграфическими разбивками: свойства флюидов рассматривались на основе данной разбивки с учетом имеющихся разломов.

### 2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химическая характеристика пластовых нефти месторождения Караколь изучалась по глубинным пробам.

Отбор и лабораторные исследования проб осуществлялись ТОО «CNEC». Глубинные пробы отбирались пробоотборниками MFE в два контейнера объемами по 300-400 см<sup>3</sup>. Исследования пластового флюида выполнялись на установках HD-IV Mercury-free PVT Analyzer. Каждый отбор глубинных проб сопровождался отбором дублирующих проб, с целью подтверждения качества отбора проб, согласно отраслевым стандартам. В основном, результаты исследований параллельных образцов отвечали требованиям качества, относительная погрешность составляла не более 2%, поэтому значения по параллельным пробам усреднялись, потом проводилось осреднение для пласта.

Объем лабораторных экспериментов по новым пробам, как и в ранее отобранных, проводился в сокращённом виде. Проводились эксперименты:

- при постоянной массе (PV-соотношение), только для пластовой температуры;
- однократное разгазирование;
- плотность пластовой нефти на ступенях снижения давления выше и ниже давления насыщения;
- вязкость пластовой нефти при пластовом давлении и температуре;

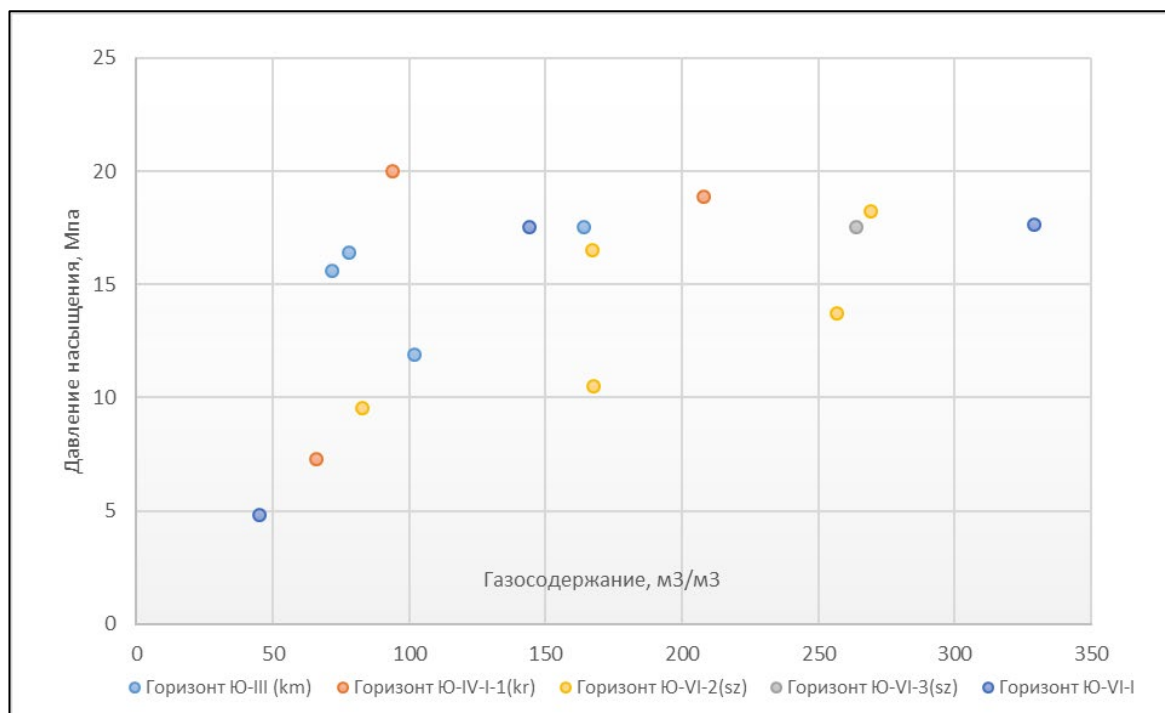
Количество флюидов, характеризующих пластовую нефть, соответствует количеству исследований 16. Недропользователем было проведено моделирование и вычисление состояния фазы флюида в рамках лабораторного анализа скважин в программном обеспечении PVTi of ECLipse с получением диаграмм фазы флюида.

В результате проведенных исследований были определены: газосодержание, объемный коэффициент, усадка, плотность пластовой и дегазированной нефти в стандартных условиях, давление насыщения, вязкость пластовой и дегазированной нефти, компонентный состав газа однократного разгазирования, коэффициенты растворимости и сжимаемости пластовой нефти.

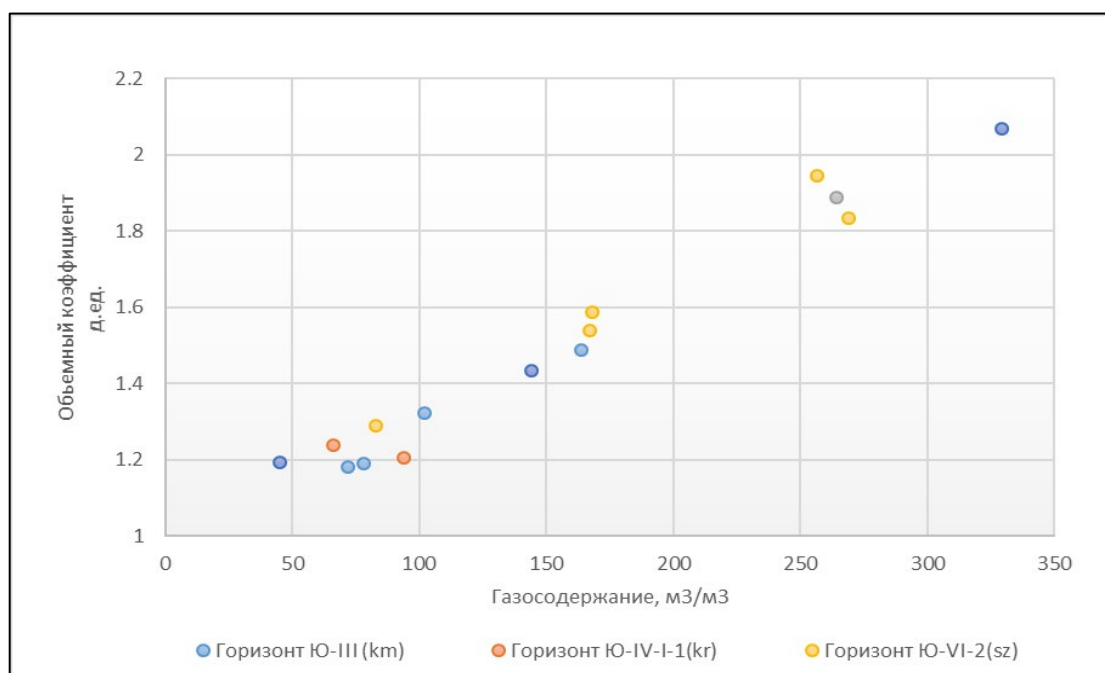
Физико-химическая характеристика пластовых нефти месторождения Караколь изучалась по глубинным пробам скважин: КК-1, КК-2, КК-8, КК-9, КК-10, КК-11, КК-12, КК-13, КК-19, КК-20, КК-21, КК-22 которые характеризуют залежи Ю-III, Ю-IV-I-1, Ю-VI-1, Ю-VI-2, Ю-VI-3. Новых глубинных проб нефти после «ПР-2019г» отобрано не было (Табл. 2.3.1.2).

Залежи нефти выявлены в горизонтах Ю-III, Ю-IV- I, Ю-VI (пласты 1,2 и 3); залежи газоконденсата выявлены в горизонтах Ю-IV-II (пласты 1 и 2), в горизонте Ю-VI (пласты 1, 2 и 3); залежи свободного газа выявлены в горизонте Ю-VI (пласты 2 и 3). Четкой закономерности изменения свойств пластовой нефти с глубиной залегания или по площади месторождения по имеющимся данным не выявляется. По результатам исследований, залежи Ю-III, Ю-IV- I отличаются недонасыщенностью нефти газом, а нефть залежей Ю-VI-1, Ю-VI-2 практически предельно насыщены газом.

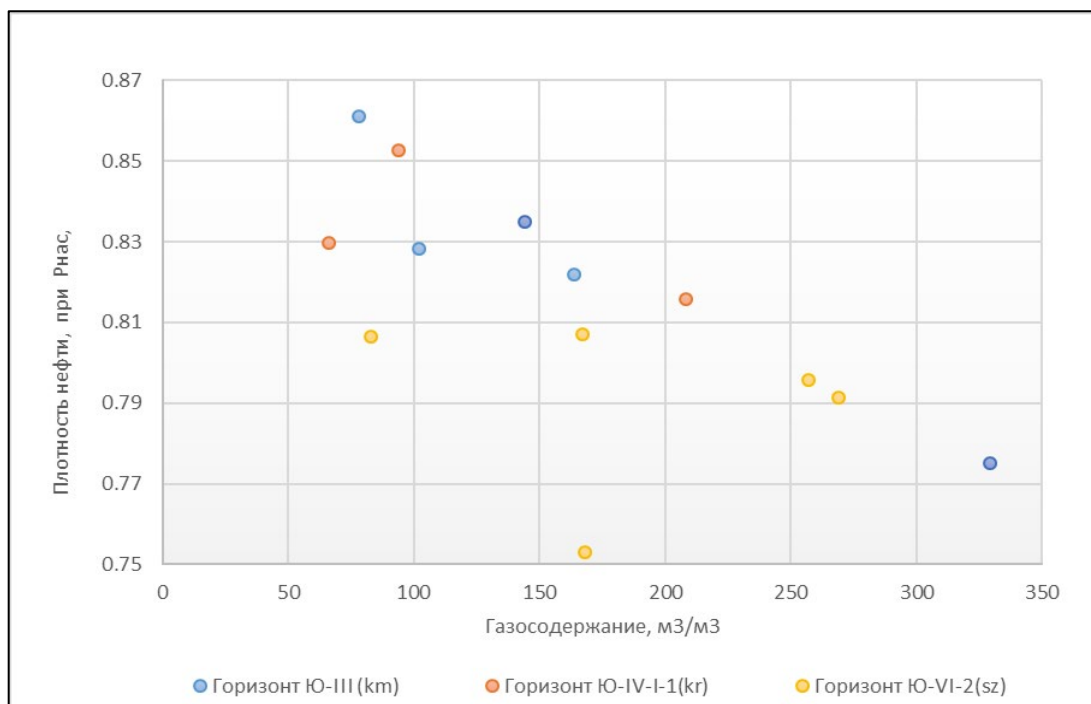
На рис. 2.3.1.1-2.3.1.4 изображены основные корреляционные зависимости между параметрами пластовой нефти.



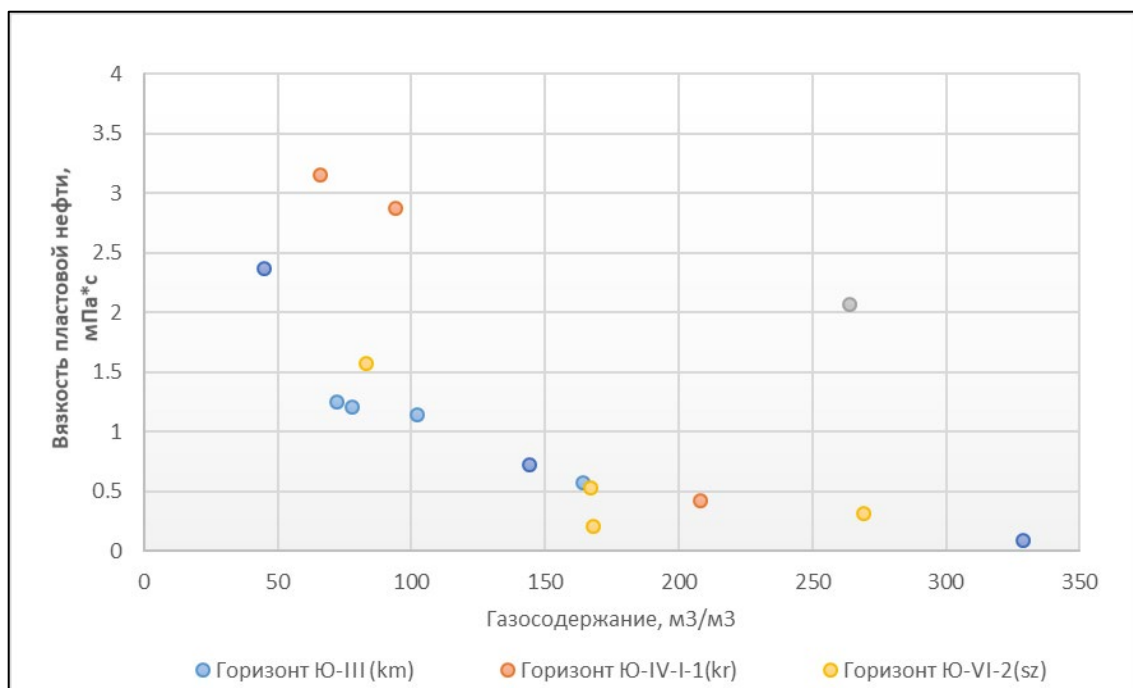
**Рис.2.3.1.1. Зависимость давления насыщения от газосодержания по стандартной сепарации**



**Рис. 2.3.1.2. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания по стандартной сепарации**



**Рис. 2.3.1.3. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания по стандартной сепарации**



**Рис. 2.3.1.4. Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания по стандартной сепарации**

### **Горизонт Ю-III**

По данному горизонту проведено четыре PVT исследования, из скважин КК-20 (2 пробы), КК-2 и КК-11. Достоверность подтверждается контрольными замерами по одной параллельной пробе.

Глубинная проба, отобранная из скважины КК-11 из интервала 2137-2143м, содержала нефть с высоким содержанием промежуточных углеводородов, соответственно

замерены отличающиеся параметры нефти от данных скважин КК-20 и КК-2. Район данного участка был рассмотрен отдельно. Плотность нефти в пластовых условиях составляет  $0,663 \text{ г/см}^3$ . Давление насыщения  $19,07 \text{ МПа}$ , при  $R_{пл.}=20,57 \text{ МПа}$  и  $t_{пл.}=77,57^\circ\text{C}$ . Величина газосодержания -  $199,5 \text{ м}^3/\text{т}$  при объемном коэффициенте  $1,4895$ . Соответственно пересчетный коэффициент  $0,671$ . Усадка нефти составляет  $32,87$ . Величина динамической вязкости в пластовых условиях  $0,576 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Пластовые свойства залежи Ю-III определены по трем пробам скважин КК-20 и КК-2. Плотность нефти в пластовых условиях варьирует в пределах от  $0,714$  до  $0,736 \text{ г/см}^3$ , в среднем составляя  $0,725 \text{ г/см}^3$ . Давление насыщения изменяется в пределах от  $11,92$  до  $16,38 \text{ МПа}$ , при среднем  $R_{пл.}=23,11 \text{ МПа}$  и  $t_{пл.}=78,17^\circ\text{C}$  в среднем составляя  $14,62 \text{ МПа}$ . Величина газосодержания изменяется в пределах от  $82,6$  до  $123$  в среднем составляя  $99 \text{ м}^3/\text{т}$ , при объемном коэффициенте  $1,232$ . Соответственно пересчетный коэффициент  $0,812$ . Усадка нефти в среднем составляет  $17,92$ . Величина динамической вязкости в пластовых условиях изменяется от  $1,211 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  до  $1,248 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , в среднем по горизонту составляя  $1,201 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

#### **Горизонт J-IV-I-1**

По данному горизонту было проведено 3 PVT исследований с отбором двух проб скважины К-20 и одной пробы скважины КК-8. Стоит отметить, что по данной залежи определены как нефтяные участки, так и газоконденсатные. Результаты анализа скважины КК-8 классифицируют флюид как летучую нефть. Пластовая нефть отличается высоким газосодержанием  $255 \text{ м}^3/\text{т}$  высокой насыщенностью газом – давление насыщения составило  $18,85 \text{ МПа}$  при пластовом давлении  $20,44 \text{ МПа}$ . значение объемного коэффициента –  $1,259$  д.ед., пониженные значение плотности и вязкости пластовой нефти –  $0,635 \text{ г/см}^3$  и  $0,418 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Пересчетный коэффициент –  $0,794$ .

Результаты анализа проб скважины КК-20 классифицируют флюид как нефть. Плотность пластовой нефти составляет  $0,756 \text{ г/см}^3$ .

Плотность нефти принимается в дегазированном состоянии  $0,841 \text{ г/см}^3$ . Давление насыщения при  $T_{пл.}=84,9^\circ\text{C}$  и  $R_{пл.}=27,7 \text{ МПа}$  составляет  $13,7 \text{ МПа}$ . Газосодержание равно  $94,9 \text{ м}^3/\text{т}$  при объемном коэффициенте  $1,222$ . Соответственно пересчетный коэффициент равен  $0,818$ . Параметры пластовой нефти по горизонту приняты согласно полученным результатам.

#### **Горизонт J-VI-I**

По данному горизонту было проведено 3 PVT исследований с отбором двух проб скважины КК-9 и одного исследования скважины КК-1. Плотность пластовой нефти варьирует от  $0,537$  до  $0,742 \text{ г/см}^3$ . Плотность сепарированной нефти в среднем  $0,812$



г/см<sup>3</sup>. Давление насыщения при  $T_{пл.}=78,30^{\circ}\text{C}$  и  $P_{пл.}=14,4$  МПа составляет 13,3 МПа. Газосодержание равно 217 м<sup>3</sup>/т при объёмном коэффициенте 1,566. Соответственно пересчётный коэффициент равен 0,639.

### **Горизонт Ю-VI-2**

Свойства по данному горизонту изучены по скважинам КК-10, КК-12, КК-13, и КК-22. Анализ результатов показывает, что газосодержание по скважине КК-19 почти втрое меньше значений других скважин, как прежних замеров, так и новых. Является ли данный результат достоверным или нет, сказать затруднительно, в связи с чем данная проба отбракована. Пластовая нефть охарактеризована пробами КК-10, КК-12, КК-13 и КК-20 где значения параметров нефти имеют схожие значения и представляются более достоверными. Залежь с летучей нефтью. Пластовая нефть отличается высоким газосодержанием. Газосодержание варьируется по пробам от 206,9 до 339,94 м<sup>3</sup>/т в среднем составляя 273,2 м<sup>3</sup>/т, высокой насыщенностью газом – в среднем давление насыщения составило 14,72 МПа при усредненном пластовом давлении 17,75 МПа. Значение объёмного коэффициента – 1,727 д.ед., пониженное значение при пластовом давлении плотности и вязкости пластовой нефти – 0,595 г/см<sup>3</sup> и 0,352 мПа\*с. Пересчетный коэффициент – 0,579.

### **Горизонт J-VI-3**

Свойства нефти изучены по одной пробе, отобранной из скважины КК-21 (2265-2268 м). Пластовая температура равна 81,82 °С, при пластовом давлении – 22,0 МПа. Вязкость пластовой нефти составляет – 0,1514 мПа.с. Объёмный коэффициент пластовой нефти – 1,8871, пересчетный коэффициент – 0,530. Плотность нефти в пластовых условиях, составляет – 0,6035 г/см<sup>3</sup>, в поверхностных условиях – 0,73487 г/см<sup>3</sup>. Величина газосодержания – 264 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, (359,247 м<sup>3</sup>/т). Усадка нефти равна – 47,01 %.

Параметры пластовой нефти по горизонту приняты согласно полученным результатам.

Подсчетные параметры приведены в таблице 2.3.1.1.

**Таблица 2.3.1.1 - Подсчетные параметры**

Горизонт	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Пересчётный коэффициент	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т
Ю-III	0,845	0,812	99
Ю-III (район скважины КК-11)	0,822	0,671	199,5
J-IV-I-1 (район скважины КК-8)	0,816	0,794	255
J-IV-I-1 (район скважины КК-20)	0,841	0,818	94,9
Ю-VI-1	0,830	0,760	113
Ю-VI-1 (район скважины КК-1)	0,775	0.483	424,5
Ю-VI-2	0,797	0,579	273,2
Ю-VI-3	0,725	0,530	359,2

Таблица 2.3.1.2 - Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

№№	Горизонт, залежь	Интервал перфорации,	Глубина отбора,	Дата отбора,	Пластовое давление Рпл,	Пластовая температура Тпл,	Тзаб	Давление насыщения Рнас,	Газосодержание		Объемный коэффициент,		Усадка нефти	Ср. молекулярный вес	Молек. вес пластовой нефти	Плотность нефти,		Вязкость пластовой нефти		Коэфф. растворимости,	Коэфф. сжимаемости,	Исполнитель
											Рпл	Рнас				при пластовом давлении	при стандартных условиях	динамич.	кинемат.			
скв.		м	м	дд.мм.гггг.	МПа	°С	°С	МПа	м³/м³	м³/т	д.ед.	д.ед.	%	г/моль	г/моль	г/см3		мПа*с	мкм²/с	м3/м3/МПа	1*10-4/МПа	
Горизонт Ю-III (km)																						
2	Ю-III	2062-2064	1990,0	14.09.2017	20,95	75,76		11,92	102	123,13	1,3241	1,3467	22,48		246,74	0,714	0,82839	1,143	1,601	9,12	15,78	ТОО «CNEC»
20	Ю-III	2242-2259	2220,6	31.01.2010	25,49	79,64	79,64	16,38	78	90,58	1,1905	1,207	16		319,81	0,7364	0,8611	1,211	1,793	4,76	16,69	
20	Ю-III	2226-2231	2200,5	06.02.2010	25,42	79,11	79,11	15,56	72	82,62	1,1804	1,2024	15,28		341,86	0,7232	0,8715	1,248	1,889	4,63	17,24	
Среднее значение по горизонту было					23,95	78,17		14,62	84,0	98,78	1,232	1,25203	17,92			0,725	0,854	1,201	1,761	6,17		
11	Ю-III	2137-2143	2100,0	18.12.2017	20,567	77,577		19,07	164	199,53	1,4895	1,4943	32,87		242,26	0,6629	0,822	0,576	0,868	8,57	21,35	
Горизонт Ю-IV-I-1 (kr)																						
8	Ю-IV-I-1	2250-2253	2050,0	25.01.2017	20,444	78,518		18,85	208	255,00	1,259	1,287	38,360	85,81	241,88	0,6346	0,81569	0,418	0,658	11,04	26,897	
20	Ю-IV-I-1	2391-2394	2364,2	16.01.2010	27,297	85,7	27,297	7,3	66	79,53	1,238	1,206	17,060		274,2	0,7511	0,82987	3,15	3,796	9,04	9,338	
20	Ю-IV-I-1	2349-2352	2322,9	24.01.2010	28,02	84,05	84,05	20	94	110,26	1,2060	1,254	19,19	139,99	303,4	0,7602	0,85255	2,872	3,778	4,71	14,366	-//-
	Ю-IV-I-1	2356-2380		24.01.2010																		
Среднее значение по горизонту было					27,7	84,9	55,7	13,7	80,0	94,9	1,222	1,230	18,1	140,0	288,8	0,756	0,8412	3,01	3,79	6,88	11,85	
Горизонт Ю-VI-I																						
1	Ю-VI-I	2213-2218	2100,0	04.07.2017	17,661	80,153		17,65	329	424,46	2,070	2,070	51,68		142,63	0,537	0,7751	0,088	0,1639	18,61		
9	Ю-VI-I	2138-2158	2050,0	14.09.2017	17,905	77,34		17,52	144	172,46	1,435	1,436	30,32		249,15	0,6821	0,83498	0,722	1,059	8,19	19,49	
9	Ю-VI-I	2092-2102	2050,0	26.10.2017	7,742	77,337		4,84	45	54,46	1,194	1,199	16,28		234,59	0,7422	0,82632	2,362	3,183	9,31	13,31	
Среднее значение по горизонту было					14,4	78,3		13,3	172,7	217,1	1,566	1,568	32,76		208,79	0,654	0,8121	1,057	1,469	12,04	16,4	
Горизонт Ю-VI-II (sz)																						
10	Ю-VI-II	2315-2324	2300,0	14.01.2019	14,852	82,28		13,69	257	322,94	1,944	1,9753	48,57	70,27		0,566	0,796					
12	Ю-VI-II	2404-2413	2380,0	28.01.2019	16,57	84,62		16,49	167	206,90	1,540	1,540	33,05	91,76	214,39	0,638	0,807	0,535	0,838	10,13	29,82	
13	Ю-VI-II	1920-1922	1890,0	14.01.2019	19,601	71,362		18,22	269	339,94	1,835	1,845	45,51		171,05	0,580	0,791	0,312	0,54	14,76	37,7	
19*	Ю-VI-II	2584-2592	2563,6	01.08.2009	29,427	92,2		9,52	83	102,90	1,291	1,356	22,57	110,23	184	0,685	0,807	1,57		8,72	27,22	ТОО «CNEC»
22	Ю-VI-II	2228,8-2248	2200,0	23.04.2011	19,97	85,5	85,05	10,48	168	223,11	1,589	1,639	37,09		128,14	0,598	0,753	0,209	0,35	15,99	26,08	-//-
Среднее значение по горизонту было					17,75	80,94	85,05	14,72	215,25	273,2	1,727	1,750	41,055	81,015	171,193	0,595	0,787	0,352	0,576	13,627	31,20	
Горизонт Ю-VI-III (sz)																						
21	Ю-VI-III	2265-2268	2235,5	15.02.2010	22	81,82	81,82	17,53	264	359,18	1,8871	1,9326	47,01		140,74	0,6035	0,735	0,205	0,34	15,06	51,67	-//-

\*

данные отбракованы

### 2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Изучение свойств поверхностной нефти месторождения начато в 2009 году.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 19 проб 13-ти скважин, из 5-ти продуктивных горизонтов: Ю-III, Ю-IV-I-1, Ю-IV-I-2, Ю-VI-2, Ю-VI-3. Из них после ПР\_2019г исследованы по 6 новым пробам, скважин КК-2, КК-10, КК-11, КК-12 и КК-20. Результаты исследования по всем пробам представлены в таблице 2.3.2.1. В среднем, по значениям параметров, поверхностная нефть всех пластов является лёгкой, малосернистой, относится к первому классу, первому типу и первому виду. По содержанию парафинов –высокопарафинистой.

Нефть *продуктивного горизонта Ю-III* изучена по восьми пробам нефти, отобранных из скважины КК-8, КК-9, КК-15, КК-20, КК-101 (в рамках ПР\_2019г) и новых проб скважин КК-2 и КК-11. Величина плотности в поверхностных условиях скважины КК-8 из интервала перфорации 2168-2170м, намного выше чем по всем другим пробам данного пласта составляет  $0,894 \text{ г/см}^3$ , признана некачественной. В среднем по участку плотность нефти составляет  $0,840 \text{ г/см}^3$ , кинематическая вязкость при  $40^\circ\text{C}$  от 8,4 до  $33,9 \text{ мм}^2/\text{с}$ . По физико-химическим характеристикам исследованная нефть легкая, кинематическая вязкость при  $40^\circ\text{C}$  в среднем составляет –  $18,3 \text{ мм}^2/\text{с}$ . По компонентному составу нефть высокопарафинистая (содержание парафина – 8,7-22,6%, среднем – 16%); малосернистая (содержание серы – 0,119-0,422%, среднем – 0,278%). Содержания: асфальто-смолистых веществ – до 23,4 %, механических примесей – до 0,25%. Величина температуры начала кипения –  $69,25^\circ\text{C}$ , температуры застывания  $+15,8^\circ\text{C}$ . Выход фракций, выкипающих до  $150^\circ\text{C}$ , составляет 11,5 %, выход фракций, выкипающих до  $300^\circ\text{C}$  – 37,5%. Потенциальное содержание светлых фракций в нефти, выкипающих до  $300^\circ\text{C}$ , достигает до 52%. Нефть продуктивного горизонта Ю-III относится к классу малосернистых, подклассу смолистых, типу высокопарафинистых.

Необходимо отметить, проба, отобранная из скважины КК-11, горизонта Ю-III (интервал 2103-2109м) рассмотрена отдельно, т.к. это другой участок. Основные параметры приведены в табл. 2.3.2.1.

Новая отобранная проба по скважине КК-20 с интервалов 2226-2231м, 2242-2249м, 2349-2352м, 2355-2380м которые приурочены *горизонтам Ю-III и J-IV-I-1*. По физико-химическим характеристикам исследованная нефть плотностью –  $0,870 \text{ г/см}^3$ ; намного выше чем по всем другим пробам, признана некачественной.

Нефть *продуктивного горизонта Ю-IV-I* изучена по одной двум пробам нефти скважин КК-20 (пласт 1) и КК-23 (пласт 2). Нефть продуктивного горизонта относится к классу малосернистых, подклассу смолистых, типу парафинистых.

Одна проба дегазированной нефти, из скважины КК-20 из интервалов перфорации 2349-2352; 2356-2380м, в отложениях карагансайской свиты. Величина плотности в поверхностных условиях составляет  $0,8508 \text{ г/см}^3$ , по плотности нефть легкая. Содержания: серы – 0,19%, асфальто-смолистых веществ – 15,4%, механических примесей – 0,0941%, парафина – 20,3%. Величина температуры начала кипения  $73^\circ\text{C}$ , температуры застывания  $+30^\circ\text{C}$ . Выход фракций, выкипающих до  $150^\circ\text{C}$ , составляет 8,0 %, выход фракций, выкипающих до  $300^\circ\text{C}$  – 28,5%. Кинематическая вязкость при  $40^\circ\text{C}$  равна  $13,47 \text{ мкм}^2/\text{с}$ , при  $50^\circ\text{C}$  –  $10,74 \text{ мкм}^2/\text{с}$ .

Одна проба дегазированной нефти, отобранной из скважины КК-23 из интервалов перфорации 2497-2505, 2507-2509 и 2513-2515м, в отложениях карагансайской свиты. Величина плотности в поверхностных условиях составляет  $0,8459 \text{ г/см}^3$ , по плотности нефть легкая. Содержания: серы – 0,157%, асфальто-смолистых веществ – 11,8%, механических примесей – 0,12%, парафина – 15,6%. Величина температуры начала кипения  $88^\circ\text{C}$ , температуры застывания  $+27^\circ\text{C}$ . Выход фракций, выкипающих до  $150^\circ\text{C}$ , составляет 5,0 %, выход фракций, выкипающих до  $300^\circ\text{C}$  – 24%. Кинематическая вязкость при  $40^\circ\text{C}$  равна  $25,75 \text{ мкм}^2/\text{с}$ , при  $50^\circ\text{C}$  –  $11,37 \text{ мкм}^2/\text{с}$ .

Нефть *продуктивного горизонта Ю-VI-I* охарактеризована исследованиями нефти скв. КК-12 (интервал 2152-2154м), отобранной после «ПР-2019г». Величина плотности в поверхностных условиях составляет  $0,832 \text{ г/см}^3$ , по плотности нефть легкая. Содержания: серы – 0,071 %, асфальто-смолистых веществ – 16,18 %, парафина – 15,6 %. Величина температуры начала кипения -  $58^\circ\text{C}$ , температуры застывания  $+15^\circ\text{C}$ . Выход фракций, выкипающих до  $150^\circ\text{C}$ , составляет 10,5 %, выход фракций, выкипающих до  $300^\circ\text{C}$  – 34 %. Кинематическая вязкость при  $40^\circ\text{C}$  равна  $8,86 \text{ мкм}^2/\text{с}$ , при  $50^\circ\text{C}$  –  $6,51 \text{ мкм}^2/\text{с}$ .

Нефть *продуктивного горизонта Ю-VI-2* изучена четырьмя пробам по одной пробе дегазированной нефти, из скважин КК-10, КК-12, КК-13 и КК-22 (в рамках ПР\_2019г) и двум новым пробам отобранной после ПР\_2019г. со скважин КК-10 и КК-12. Величина плотности в поверхностных условиях варьирует от 0,732 до  $0,818 \text{ г/см}^3$  и в среднем составляет  $0,788 \text{ г/см}^3$ , по плотности нефть легкая. Содержания: серы – 0,02 %, асфальто-смолистых веществ – 3,6 %, парафина – 6,8 %. Величина температуры начала кипения -  $53^\circ\text{C}$ . Выход фракций, выкипающих до  $300^\circ\text{C}$  – 66,9 %. Кинематическая вязкость при

40оС равна 2,7 мкм<sup>2</sup>/с, при 50оС – 2,2 мкм<sup>2</sup>/с. Нефть продуктивного горизонта относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Нефть *продуктивного горизонта Ю-VI-3* изучена по одной пробе дегазированной нефти, из скважины КК-21 из интервалов перфорации 2265-2268 м в отложениях сазымбайской свиты. Величина плотности в поверхностных условиях при температуре 20°С – 0,7153 г/см<sup>3</sup>.

Содержания: серы – 0,048 %, асфальто-смолистых веществ – 4,9 %, парафина – 2,4 %. Величина температуры начала кипения +29,5°С, температуры застывания минус 9оС. Выход фракций, выкипающих до 150°С, составляет 58 %, выход фракций, выкипающих до 300°С – 88 %. Кинематическая вязкость при 30°С равна 0,821 мкм<sup>2</sup>/с, при 50°С – 0,718мкм<sup>2</sup>/с. Вода в пробе отсутствует.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях представлены в табл. 2.3.3.1.

Классификация ГОСТ Р 51858-2002

Класс	Сера, мас. %			Тип	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		
	от	до	наименование		от	до	
1	0,00	0,60	малосернистые	0	<	830	особо легкие
2	0,61	1,80	сернистые	1	830,1	850,0	легкие
3	1,81	3,50	высокосернистые	2	850,1	870,0	средние
4	3,51	>	особо высокосернистые	3	870,1	895,0	тяжелые
				4	895,1	>	битуминоз.

Вид	Сероводорода, ppm	Метил-, этилмеркаптанов, ppm
1	до 20	до 40
2	до 100	до 100

### 2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа

Состав и свойства растворенного в нефти газа исследовались по глубинным пробам после однократного разгазирования. Компонентный состав продуктивных горизонтов изучен по 16 пробам из 12 скважин: КК-1, КК-2, КК-8, КК-9, КК-10, КК-11, КК-12, КК-13, КК-19, КК-20, КК-21 и КК-22. По этим пробам охарактеризованы залежи Ю-III, Ю-IV-I, Ю-VI-1, Ю-VI-2, Ю-VI-3. Основными компонентами изученных образцов газа являются метан, этан, пропан, бутан. Новых проб растворенного газа после «ПЗ-2019г» не исследовано.

Все пробы проанализированы в лаборатории ТОО «CNEC». Компонентный состав газа однократного разгазирования определялся на хроматографе марки Agilent 7890A.

Растворенный газ *залежей Ю-III, Ю-IV-I* обладает «сухим» составом, среднее объемное содержание метана составило 71,57 – 71,74%, этана – 10,36 – 7,5%, содержания пропана – 8,11-10,59 % и 14,85-15,49 % соответственно. Относительная плотность газа по воздуху для залежей в среднем составляет 0,842 д.ед. 0,849 д. ед соответственно.

Состав газа *залежи Ю-VI-1* охарактеризован тремя пробами скважин КК-1 и КК-9. Состав газа, выделившийся при разгазировании нефти, в основном, метановый. Среднее содержание: метана составляет – 63,53 %, этана – 13,56 %, пропана – 10,73 %, бутанов – 1.45 %, азота – 1,47 %, углекислого газа – 0,65 %. Сероводород отсутствует. Плотность растворенного газа составляет – 1,107 кг/м<sup>3</sup>.

Состав газа *залежи Ю-VI-2* охарактеризован пятью пробами скважин КК-10, КК-12, КК-13, КК-22 и КК-19 (данные которой отбракованы аналогично глубинным пробам нефти). Состав газа, выделившийся при разгазировании нефти, в основном, метановый. Среднее содержание: метана составляет – 65,02 %, этана – 12,02 %, пропана – 10,44 %, бутанов – 3,3 %, азота – 0,86 %, углекислого газа – 0,53 %. Сероводород отсутствует. Плотность растворенного газа составляет – 1,091 кг/м<sup>3</sup>.

Состав газа *залежи Ю-VI-3* изучен по одной пробе, отобранной в скважине КК-21 (инт. 2265,6-2268 м). Состав газа, выделившегося при разгазировании метановый. Содержание: метана составляет – 71,96 %, этана – 8,82%, пропана – 6,87 %, бутанов – 4,08 %, пентанов – 1,78 %, азота – 0,85 %, углекислого газа – 0,50 %. Сероводород отсутствует. Плотность растворенного газа составляет – 1,0371 кг/м<sup>3</sup>.

Содержание неорганических газов по всем залежам невелико и в целом по месторождению не превышает следующих значений: азота – 1,95%, углекислого газа – 0,62%. Сероводород по данным анализов в газе отсутствует.

Компонентный состав газа, растворенного в нефти по скважинам и горизонтам представлены в таблице 2.3.3.2.

Таблица 2.3.3.1 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт, залежь	Дата отбра	№№ проб	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Мо-ляр-ная масса, г/моль	Кинематическая вязкость, мкм <sup>2</sup> /с				Температура, °С		Групповой углеводородный состав, %						Фракционный состав, % об.						Исполнитель
							20°С	30°С	40°С	50°С	вспышки в закр. тигле	застывания	парафин	сера	вода по ДС	асфальто-смолистых веществ	мех.примеси	н.к.	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С		
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
Горизонт Ю-III (km)																									
2	2035-2041	J-III	27.03.2019	1	0,821	254,7	10,51	7,55	6,03	4,81	ниже 0	-3	8,7	0,422	0,7	0,362	19,9	0,025	54	5	20	31		52	Везерфорд-КЭР - Актау
8*	2168-2170	J-III	23.08.2017	2	0,894		320,0			196,9	113,6	27,0		15,8	0,700	4,6	26,6	0,010	68,0	3,0	7,0	9,5		17,0	НИПИНефтегаз
9	2051-2055	J-III	21.11.2017	3	0,833	222,6		33,3	11,5	7,4	25,0	14,0	13,2	0,119	10,0	0,3	8,3	0,250	91,0	2,0	9,0	20,0		45,0	Везерфорд-КЭР - Актау
15	2160-2170	J-III		4	0,852	280,0		37,3	22,7	16,4	-6,0	21,0	11,2	0,340		23,4	0,155	62,0	3,0	9,5	16,5	-	33,5	-	
20	2226-2231	J-III		5	0,854	271,0	-	-	27,1	15,7	2,0	27,0	22,0	0,300	отс.	13,0	0,041	71,5	1,5	5,5	10,0	-	22,5	-	
20	2242-2259	J-III		6	0,855	279,0			33,9	20,7	8,0	30,0	22,6	0,270	отс.	14,4	0,095	72,0	1,5	5,0	9,0	-	22,0	-	
101	2198-2202	J-III	18.04.2018	7	0,825	197,7		11,5	8,4	6,4	ниже 0	6,0	18,3	0,220	0,0	8,2	8,7	0,050	65,0	11,0	20,0	27,0		50,0	Везерфорд-КЭР - Актау
Среднее значение по горизонту					0,840	250,825	10,510	22,410	18,276	11,912	7,250	15,833	15,998	0,279	3,570	9,947	12,297	0,103	69,250	4,000	11,500	18,917		37,500	
11	2103-2109	J-III	23.09.2018	8	0,828	188,8		6,7	5,4	4,4	ниже 0	-3,0	7,9	0,085	0,3	3,0	14,0	0,025	65,0	3,0	13,0	24,0	-	45,0	Везерфорд-КЭР - Актау
Горизонт Ю-III (km), J-IV-I-1																									
20*	2226-2231, 2242-2249, 2349-2352, 2355-2380	J-III J-III J-IV-I-1 J-IV-I-1	23.02.2019	9	0,870	334,6		186,17	158,20	62,20	ниже 0	24	16,4	0,1832	65	4,64	17,8	0	83	0,5	3	6,5		19	Везерфорд-КЭР - Актау
Горизонт Ю-IV-I (kr)																									
20	2349-2352; 2356-2380	J-IV-I-1		10	0,851	293	22,78	-	13,47	10,74	15	30	20,3	0,19	отс.	15,4	0,0941	73	2	8	15	-	28,5	-	
23	2497-2505; 2507-2509; 2513-2515	J-IV-I-2		11	0,846	196	-	-	25,75	11,37	13	27	15,6	0,157	0,03	11,8	0,12	88	1	5	11	-	24	-	
Горизонт Ю-VI-1 (sz)																									
12	2152-2154	J-VI-I	04.02.2019	12	0,832	235,7	33,61	12,80	8,86	6,51	ниже 0	15	15,6	0,0707	0,03	0,854	15,33	0,025	58	4	10,5	17,5		34	Везерфорд-КЭР - Актау
Горизонт Ю-VI-2 (sz)																									
22	2228,5-2230; 2235-2236,5; 2239-2242	J-VI-II		13	0,732	137,0	-	1,03	0,93	0,84	-20	-18	1,9	0,0142	отс.	4,3	0,007	43	21	52	71		92	-	
10	2353-2365	J-VI-II	10.09.2018	14	0,808	181,8		3,81	3,02	2,57	ниже 0	13	16	0,0338	0,5	4,03		0,4	40	8,5	24	34		55,5	Везерфорд-КЭР - Актау
10	2315-2317, 2320-2324	J-VI-II	23.02.2019	15	0,763	185,7	1,78	1,55	1,34	1,18	ниже 0	-3	1,2	0,0093	2	0,35	3,4	0,45	55	10	32,5	48		78	Везерфорд-КЭР - Актау
12	2415-2425	J-VI-II	29.07.2018	16	0,818	203,7		6,17	4,21	3,31	ниже 0	18	12,89	0,0334	0,5	3,51		отс.	69	4	15	25		50	Везерфорд-КЭР - Актау
12	2404-2413	J-VI-II	17.11.2018	17	0,812	183,6		5,76	4,97	3,53	ниже 0	12	5,73	0,0267	0,75	0,24	4,66	0,5	42	8,5	19,5	29,5		53	Везерфорд-КЭР - Актау
13	1920-1922	J-VI-II	11.09.2018	18	0,795	173,8		2,69	2,01	1,72	ниже 0	1	3,1	0,0192	отс.	1,26		0,25	68	3	17	35		73	Везерфорд-КЭР - Актау
Среднее значение по горизонту					0,767			2,43	1,94	1,58	-20,00	3,83	4,08	0,0147										74,94	
Горизонт Ю-VI-3 (sz)																									
21	2265-2268	J-VI-III		19	0,715	218	-	0,821	0,76	0,718	-24	-9	2,4	0,048	отс.	4,9	0,003	29,5	37	58	70	-	88	-	

	новые данные после ПР-2019г
*	данные отбракованы



Таблица 2.3.3.2 - Компонентный состав газа, растворенного в нефти

№ скв.	Интервал перфорации,	Горизонт, залежь	Дата отбора	Абсолютная плотность	Метан,	Этан,	Пропан,	Изобутан,	Углекислый газ,	Азот,	Плотность по отношению к воздуху,	n-бутан,	изо-пентан	n-пентан,	гексан+высшие	Теплота сгорания,
	м			при 20°С, кг/м³	% вес.	% вес.	% вес.	% вес.	% вес.	% вес.	д.ед.	% вес				ккал высшая\низшая
Горизонт Ю-III (km)																
2	2062-2064	Ю-III	14.09.2017	1,1342	61,49	13,64	12,08	1,95	0,4	1,41	0,9416	4,57	1,53	1,54	0,11	
11	2137-2143	Ю-III	18.12.2017	1,0058	71,08	10,66	8,58	1,21	0,38	1,65	0,835	3,27	0,96	1,22		
20	2226-2231	Ю-III	31.01.2010	0,9500	77,46	8,34	5,71	1,05	0,23	0,88	0,788	2,68	1,3	1,42	-	-
20	2242-2259	Ю-III	06.02.2010	0,9640	76,26	8,8	6,08	1,12	0,26	0,89	0,803	2,81	1,34	1,47	-	-
Среднее значение по горизонту было				1,0135	71,57	10,36	8,11	1,33	0,30	1,21	0,842	3,33	1,28	1,41		
Горизонт Ю-IV-I-1 (kr)																
8	2250-2253	Ю-IV-I-1	25.01.2017	1,0236	69,41	12	9,19	1,38	1,1	0,8	0,8498	2,93	1,06	1,05	1,04	
20	2349-2352; 2356-2380	Ю-IV-I-1	16.01.2010	0,9270	78,6	7,85	5,64	1,08	0,21	1,15	0,769	2,58	1,17	0,88	-	-
20	2391-2394	Ю-IV-I-1	19.01.2010	1,1420	67,21	2,64	16,93	1,06	1,15	0,21	0,9481	6,66	1,06	1,81		
Среднее значение по горизонту было				1,0309	71,74	7,50	10,59	1,17	0,82	0,72	0,856	4,06	1,10	1,25	1,04	
Горизонт Ю-VI-1 (sz)																
1	2213-2218	Ю-VI-1	04.07.2017	1,0207	69,77	11,75	8,54	0,83	0,68	1,87	0,8474	2,72	1,08	1,13	1,63	
9	2138-2139, 2141-2143, 2149-2150, 2153-2155, 2157-2158	Ю-VI-1	14.09.2017	0,9959	71,14	12,14	7,82	1,05	0,63	1,2	0,8268	2,94	1,04	1,04	0,94	
9	2092-2102	Ю-VI-1	26.10.2017	1,3057	49,69	16,79	15,82	2,46	0,4	1,34	1,084	6,81	2,16	2,44	2,09	
Среднее значение по горизонту было				1,1074	63,53	13,56	10,73	1,45	0,66	1,47	0,919	4,16	1,43	1,54	1,55	
Горизонт Ю-VI-2 (sz)																
10	2315-2317	Ю-VI-2	14.01.2019	1,1803	61,06	12,95	10,29	4,33	0,19	0,76	0,98	4,20	3,13	1,64	1,45	
12	2404-2413	Ю-VI-2	28.01.2019	1,0464	67,08	13,69	9,34	1,94	1,00	0,63	0,87	2,97	1,35	1,06	0,96	
13	1920-1922	Ю-VI-2	14.01.2019	1,0113	70,51	12,45	7,50	1,92	0,26	0,99	0,84	3,11	1,20	1,03	1,01	
19*	2584-2592	Ю-VI-2	01.08.2009	1,0901	66,41	8,41	13,20	1,87	0,20	1,30		5,,5	5,05	1,05	0,66	
22	2228-2248	Ю-VI-2	23.04.2011	1,170	61,44	9	14,62	5	0,66	1,04	0,972	4,21	1,85	1,34	-	10740,47
Среднее значение по горизонту было				1,0907	65,02	12,02	10,44	3,30	0,53	0,86	0,92	3,62	1,88	1,27	1,14	
Горизонт Ю-VI-3 (sz)																
21	2265-2268	Ю-VI-3		1,0370	71,96	8,82	6,87	3	0,5	0,85	0,858	4,08	1,52	1,78	-	-

\*

 данные отбракованы

### 2.3.4 Состав и свойства пластового газа

Всего по месторождению физические свойства газа изучены по двум глубинным пробам, отобранным из скважин КК-19 и КК-33. На дату отчета после «ПР-2019г» новых исследований не проводилось, в связи с чем изученность осталась на прежнем уровне.

Газ *продуктивного горизонта Ю –VI–1 (sz)* определены по пробе, опробована в скважине КК-33 (3669-3682м). Пластовая температура однократного дегазированного пластового газа равна 119,34°C, при пластовом давлении – 45,415 МПа. Фактор отклонения (Z) 1,0251, объемный коэффициент 0,003062. Относительная плотность 0,5948, критическое давление 0,7333, критическая температура 104,88К.

Компонентный состав пластового газа (в %): углекислый газ – 0,10, азот – 0,22, метан – 95,63, этан – 2,01, пропан – 0,85, бутанов – 0,78, пентаны – 0,34, высшие+гомологи – 0,07.

Газ *продуктивного горизонта Ю–VI–2 (sz)* изучен по одной пробе, отобранной в скважине КК-19 (2627-2635 м). Пластовая температура однократного дегазированного пластового газа равна 92,5°C, при пластовом давлении – 29,787 МПа. Фактор отклонения (Z) – 0,7669, объемный коэффициент – 0,003254. Относительная плотность 0,6697, критическое давление 4,6572, критическая температура – 211,52 К.

Компонентный состав пластового газа (в %): углекислый газ – 1,16, азот – 0,66, метан – 84,4, этан – 8,81, пропан – 3,53, бутанов – 0,81, пентаны – 0,23, высшие+гомологи – 0,67.

Результаты исследований газа в пластовых условиях приведены в таблице 2.3.4.1 компонентный состав пластового газа приведен в таблице 2.3.4.2.

**Таблица 2.3.4.1 - Основные параметры пластового газа**

№ п/п	Название параметров	Единицы измерения	Результаты	
			КК-19	КК-33
1	Интервал опробования	м	2627-2635	3669-3682
2	Пластовая температура	°С	92,5	119,34
3	Пластовое давление	МПа	29,787	45,415
4	Фактор отклонения, Z	ед.	0,7669	1.0251
5	Объёмный коэффициент,		0,003254	0.003062
6	Объёмный коэффициент,	д.ед	3,361	2,356
7	Относительная плотность		0,6697	0.5948
8	Критическое давление	МПа	4,6572	0.7333
9	Критическая температура	К	211,52	104.88
10	Молекулярный вес	(г/мол)	19,35	17,19

**Таблица 2.3.4.2 - Компонентный состав пластового газа**

Данные компонентного состава пластового газа				
Компоненты	КК-19		КК-33	
	Мольное содержание	Весовое содержание	Мольное содержание	Весовое содержание
	%	Wt%	%	Wt%
N <sub>2</sub>	0,66	0,96	0,22	0,36
CO <sub>2</sub>	1,16	2,63	0,1	0,25
C <sub>1</sub>	84,4	69,98	95,63	89,22
C <sub>2</sub>	8,81	13,68	2,01	3,51
C <sub>3</sub>	3,53	8,04	0,85	2,17
C <sub>4</sub>	1,07	3,21	0,78	2,66
C <sub>5</sub>	0,29	1,07	0,34	1,42
C <sub>6</sub>	0,08	0,35	0,04	0,22
C <sub>7+</sub>	0,01	0,08	0,03	0,19
Итого	100	100	100	100

### 2.3.5 Состав и свойства конденсата в пластовых условиях

Газоконденсатная характеристика определялась по залежам Ю-IV-I-1 (район скважины КК-8), Ю-IV-II, Ю-VI-I, Ю-VI-II и Ю-VI-III. Всего по месторождению было отобрано и исследовано 9 глубинных проб конденсата. Новых проб после «ПР-2019г» на дату отчета не отобрано. Образцы отбирались глубинным пробоотборником MFE в объеме 400 см<sup>3</sup> и исследовались в лаборатории ТОО «CNEC».

**Горизонт Ю-IV-I-1** охарактеризован одной пробой пластового флюида, отобранной с забоя скважины КК-8 в интервале 2239-2244м. Было проведено однократное разгазирование пробы, по которой был определен компонентный состав пластового флюида и газа, а также содержание потенциального содержания конденсата. Конденсат представляет собой жидкость оранжевого цвета, с плотностью 0,789 г/см<sup>3</sup> и средним молекулярным весом 22,94 г/моль. Флюид в основном содержит средний ряд углеводородов. Относительная плотность газа 0,794 г/см<sup>3</sup>.

**По горизонту Ю-IV-II** всего проанализированы две пробы скважин КК-23 и КК-24, новых отборов и исследований не проводилось, изученность остается на прежнем уровне. Флюид скважины КК-23 представляет собой конденсат с повышенным содержанием среднего ряда углеводородов. Относительная плотность газа 0,876 г/см<sup>3</sup>.

Флюид скважины КК-24 характеризуется меньшим содержанием конденсата. Относительная плотность газа  $0,818 \text{ г/см}^3$ .

**Горизонт Ю-VI-1** представлен единственной пробой скважины КК-33, отобранной в интервалах 3644,00-3648,0 и 3659,0-3661,0м. Относительная плотность газа  $0,8893 \text{ г/см}^3$ . Данный газоконденсат относится к числу с пониженным содержанием основного составляющего – конденсата.

**Горизонт Ю-VI-2** исследован по двум глубинным пробам конденсата скважин КК-2 (интервал 2218-2225м) и КК-104 (интервал 2336-2339м, 2345-2349м). Конденсат представляет собой жидкость от оранжевого до прозрачного цвета, с плотностью  $0,732-0,762 \text{ г/см}^3$  и средним молекулярным весом  $23,39-25,3 \text{ г/моль}$ . Содержание конденсата составляет  $217,7-254,5 \text{ г/м}^3$  и относится к числу газоконденсата со средним содержанием основного компонента.

**Горизонт Ю-VI-3** представлен тремя глубинными исследованиями скважин КК-102, КК-24. Для всех проб проведен анализ расширения постоянной массы при пластовой температуре и определен компонентный состав пластового флюида. По результату анализа пробы флюида скважины КК-102 интервала 2650-2657м выявлено высокое содержание углеводородов и низкое содержание конденсата  $73,48 \text{ г/м}^3$ , при пластовом давлении 26,38 МПа степень насыщения газоконденсата составляет 89,9 %. По анализу пробы флюида КК-102 интервала 2701-2719м, получили давление росы – 33,82 МПа, пластовое давление газовой залежи 33,83 МПа, степень насыщения залежи газом составляет 99,97 % со средним содержанием конденсата  $342,7 \text{ г/м}^3$ . По анализу пробы флюида К-24 получили давление росы – 37,25 МПа, пластовое давление газовой залежи 39,88 МПа степень насыщения газовой залежи составляет 93,4 %, со средним содержанием конденсата  $252,03 \text{ г/м}^3$ .

Таким образом, изученность месторождения, ввиду отсутствия новых данных, осталось на прежнем уровне.

Основные параметры испытания конденсата продуктивных горизонтов приведены в таблице 2.3.5.1.

### **2.3.6 Состав и свойства конденсата в поверхностных условиях**

Физико-химические свойства конденсата изучены по 19 поверхностным пробам, отобранным из скважин КК-15, КК-23, КК-24, КК-103 и КК-104. Из них 5 проб скважин КК-103, КК-104 отобраны после «ПР-2019г». Пробы конденсата исследованы в испытательной лаборатории АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «Везерфорд-КЭР», г. Актау (новые).

**Продуктивный горизонт Ю-IV-II-1** изучен по одной поверхностной пробе конденсата, отобранной из скважины КК-24 интервала перфорации 2703-2714м, в отложениях дощанской свиты.

Плотность при температуре 20°C – 0,001 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы составляет 3,05 %, асфальто-смолистых веществ – 1,3 %, парафина – 0,5 %.

**Продуктивный горизонт Ю-IV-II-2** охарактеризован исследованиями 5 поверхностных проб скважины КК-23, отобранных в интервале перфорации 2685-2697м, в отложениях дощанской свиты.

Средняя плотность в поверхностных условиях – 0,725 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы составляет 0,004 %, асфальто-смолистых веществ – 6,92 %, парафина – 2,48 %. Величина температуры начала кипения 39°C, температуры застывания – минус 25,8°C. Выход фракций, выкипающих до 150°C, составляет 64,2 %, выход фракций, выкипающих до 300°C – 95,2 %. Кинематическая вязкость при 20°C равна 0,98 мкм<sup>2</sup>/с, при 30°C – 0,876 мкм<sup>2</sup>/с.

Конденсат **продуктивного горизонта Ю-VI-1** изучен по одной поверхностной пробе, отобранной из скважины КК-15 в интервале 2221-2228м в отложениях сазымбайской свиты. Величина плотности в поверхностных условиях составляет 0,724 г/см<sup>3</sup>, по плотности конденсат легкий. Содержание: серы составляет – 0,0047 %, асфальто-смолистых веществ – 3,3 %, парафина – 0,4 %. Величина температуры начала кипения 42,5°C, температуры застывания – минус 36°C. Выход фракций, выкипающих до 150°C, составляет 66 %, выход фракций, выкипающих до 200°C – 82,5 %. Кинематическая вязкость при 20°C равна 0,887 мкм<sup>2</sup>/с, при 30°C – 0,807 мкм<sup>2</sup>/с.

Конденсат **продуктивного горизонта Ю-VI-2** изучен по восьми поверхностным пробам скважин КК-15, КК-24, КК-103 и КК-104, отобранным в отложениях сазымбайской свиты. Из них четыре пробы скважин КК-103, КК-104 отобраны после «ПР-2019г». Необходимо отметить, что новые данные внесли некоторые изменения в средние значения параметров по данному горизонту.

Средняя величина по горизонту составляет: плотности в поверхностных условиях – 0,744 г/см<sup>3</sup>, содержания серы – 0,013 %, асфальто-смолистых веществ – 9,8 %, парафина –

0,99 %. Величина температуры начала кипения 39,8°C, температуры застывания – минус 31,5°C. Выход фракций, выкипающих до 150°C, составляет 53,4 %, выход фракций, выкипающих до 300°C – 84,9 %. Кинематическая вязкость при 20°C равна 0,95 мкм<sup>2</sup>/с, при 50°C – 0,87 мкм<sup>2</sup>/с.

Конденсат **продуктивного горизонта Ю-VI-3** изучен по четырем пробам дегазированного конденсата, отобранным из скважин КК-24 (три пробы) и КК-104 (одна проба) в отложениях сазымбайской свиты. Поверхностная проба КК-104 (интервал 2485-2492) является новой, отобранной после «ПР-2019г». Необходимо отметить, что новые данные внесли незначительные изменения в средние значения параметров по данному горизонту.

Средняя величина по горизонту составляет: плотности в поверхностных условиях – 0,764 г/см<sup>3</sup>, содержания серы – 0,03 %, асфальто-смолистых веществ – 5,6 %, парафина – 3,5 %. Величина температуры начала кипения 44,4°C, температуры застывания – минус 7°C. Выход фракций, выкипающих до 150°C, составляет 50,3 %, выход фракций, выкипающих до 300°C – 85 %. Кинематическая вязкость при 30°C равна 1,387 мкм<sup>2</sup>/с, при 50°C – 1,037 мкм<sup>2</sup>/с.

Характеристика свойств конденсата в поверхностных условиях приведена в таблице 2.3.6.2.

Таблица 2.3.6.1 - Свойства конденсата в пластовых условиях

№ п/п	Интервал опробования	Пластовая температура	Пластовое давление	Газовый фактор	Плотность конденсата	Содержание конденсата	Расчетный максимальный объем жидкости из антиконденсации	Давление конденсации	Депрессия давления конденсации и пластового давления	Дата отбора
	м	°С	МПа	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	%	МПа	МПа	
Ю-IV-I-1										
КК-8	2239-2244	79,71	20,078	4218	0,78946	203,6	3,58 (8,0 МПа)	19,95	0,128	29.03.2017
Ю-IV-II										
КК-23	2685-2697	90,4	29,563	3019	0,7945	291,84	11,05 (14,81 МПа)	29,52	0,043	03-07.08.2010
КК-24	2703-2714	93,04	27,799	6108	0,79025	150,11	2,68 (11,12 МПа)	27,65	0,149	
Среднее значение		91,7	28,7	4563,5	0,792	220,98		28,59	0,10	
Ю-VI-1										
КК-33	3644-3661	118,77	46,94	4863	0,77492	200,24	5,03 (32,09 МПа)	46,14	0,8	
Ю-VI-2										
КК-2	2218-2225	82,05	24,573	3127	0,73137	254,5	4,56 (10 МПа)	24,38	0,193	31.12.2013
КК-104	2336-2349	83,8	24,611	3973	0,76249	217,7	6,47 (10 МПа)	24,25	0,361	01.03.2019
Среднее значение		82,9	24,6	3550	0,747	236,10		24,32	0,28	
Ю-VI-3										
КК-24	3109-3154	108,537	39,875	3803	0,78165	252,03	8,11 (22,39 МПа)	37,25	2,652	сен.11
КК-102	2701-2719	92,41	33,831	2185	0,76454	342,27	10,06 (13,03 МПа)	33,82	0,011	17.09.2013
КК-102	2650-2657	94,613	26,379	13075	0,77049	73,48	1,09 (8,0 МПа)	23,72	2,659	16.10.2013
Среднее значение		98,5	33,4	6354,3	0,772	222,59		31,60	1,77	

Таблица 2.3.6.2 - Физико-химические свойства и состав конденсата в поверхностных условиях

№ скв.	Интервал перфорации, м	№№ проб	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Молярная масса	Кинематическая вязкость, мкм <sup>2</sup> /с				Температура, °С		Групповой углеводородный состав, %					Фракционный состав по Энглеру, %						К.К, °С
					20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	вспышки	застывания	парафин	сера	вода по ДС	асфальто-смолистые в-ва	мех. примеси	Н.К	100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Горизонт Ю-IV-II-1 (ds)																						
24	2703-2714	1	0,0011	-	-	0,951	0,789	0,679	-	-3	0,5	3,05	отс.	1,3	0,094	-	-	-	-	-	-	-
Горизонт Ю-IV-II-2 (ds)																						
23	2685-2697	1	0,741	133	1,034	0,9261	-	-	-24	-30	2	0,002	отс.	7,5	0,158	40,5	34	62	77		93	
23	-//-	2	0,729	127	1,021	0,906	-	-	-22	-27	2,5	0,005	отс.	7	0,0092	40	34	66	80		99	
23	-//-	3	0,714	125	0,9201	0,8212	-	-	-23	-21	2,9	0,005	отс.	7,3	0,0088	36,5	35	63	79		97	
23	-//-	4	0,715	127	0,968	0,8781	-	-	-24	-24	2,6	0,007	отс.	6,2	0,0933	38	35	63	77		94	
23	-//-	5	0,726	127	0,9583	0,8462	-	-	-23	-27	2,4	0,003	отс.	6,6	0,0497	40	38	67	82		93	
Среднее значение по скв. 23			0,725	127,8	0,98	0,8755			-23	-26	2,48	0,004		6,92	0,0638	39	35,2	64,2	79		95,2	
Горизонт Ю-VI-1 (sz)																						
15	2221-2228	1	0,724	123	0,887	0,807	-	-	-24	-36	0,4	0,0047	отс.	3,3	-	42,5	28,5	66	82,5	-	-	287
Горизонт Ю-VI-2 (sz)																						
15	2308-2318	1	0,71	116	0,77	-	-	-	-24	-36	0,7	0,005	отс.	4,4	0,0008	29	38	62	73,5		88	325
15	2372-2394	2	0,753	142	1,263	1,192	-	-	-24	-27	1,9	0,009	отс.	3,4	0,0021	39	25	52,5	64		84	315
24	2860-2866	3	0,796	160	-	2,007	1,733	1,58	-20	-27	3,7	0,07	отс.	16,8	0,0006	61	8	34	49	-	67	-
24	-//-	4	0,744	135	-	1,145	1,015	0,928	-20	-36	1,6	0,0133	отс.	14,2	0,0078	46,5	16	46	62	-	82,5	-
103	2276-2283	5	0,707	92,9	0,69	0,64	0,59	0,54	ниже 0	ниже -20	0	0	отс.	0	0,01	21	40	63,5	77		90	
103	2164-2168	6	0,748	137,7	0,92	0,84	0,70	0,64	ниже 0	ниже -20	0	0,0048	отс.	12,55	0,025	24	23	71	90		-	
104	2336-2349	7	0,712	87,9	0,67	0,64	0,60	0,57	ниже 0	ниже -20	0	0,0000	0	0,00	0,025	22	40	64,4	77		89,0	
104	2304-2308	8	0,779	172,6	1,384	1,20	1,06	0,94	ниже 0	ниже -20	0	0,0052	0	27,00	0,075	76	4	33,5	63,5		94,0	
Среднее значение по горизонту было			0,751	138	1,017	1,448	1,374	1,254	-22	-31,5	1,975	0,0243	-	9,7	0,0028	43,9	21,8	48,6	62,1	-	80,4	320
Среднее значение по горизонту стало			0,744	131	0,950	1,095	0,949	0,866	-22	-31,5	0,988	0,013	-	9,8	0,018	39,8	24,3	53,4	69,5		84,9	320
Горизонт Ю-VI-3 (sz)																						
24	3009-3114	1	0,761	108	-	0,869	0,786	0,718	-22	-27	1,2	0,0104	отс.	13,3	0,0008	32	24	58	71,5	-	86,5	-
24	3129-3154	2	0,793	130	-	1,963	1,679	1,343	-20	9	7,3	0,0812	отс.	6,3	3,203	63,5	6,5	31	47	-	73	-
24	-//-	3	0,767	122	-	1,366	1,228	1,068	-20	-3	5,4	0,0256		2,6	0,5221	48	17	45	67	-	86,5	-
104	2485-2492	4	0,734		1,52	1,35	1,1	1,02	ниже 0	ниже -20	0	0,004	отс.	0	0,05	34	36	67	82		93	
Среднее значение по скв. 24 (было)			0,774	120	-	1,399	1,123	1,043	-21	-7	4,6	0,0391	-	7,4	1,2419	47,8	15,8	44,6	61,8	-	82	-
Среднее значение горизонту			0,764	120	-	1,387	1,198	1,037	-21	-7	3,5	0,0303	-	5,6	0,9440	44,4	20,9	50,3	66,9	-	85	-

новые данные после ПР-2019г

\* данные отбракованы



### **2.3.7 Состав и свойства пластовых вод**

#### **2.3.7.1 Характеристика водоносных горизонтов**

Месторождение Караколь находится в пределах южной части Торгайского артезианского бассейна. Торгайский бассейн является бассейном первого порядка и занимает Южно – Торгайскую впадину. Южно – Торгайская впадина расчленена на Жиланшикский и Арыкумский прогибы, разделенные Мынбулакской седловиной. С ними и связаны бассейны второго порядка. В геолого–структурном отношении рассматриваемый бассейн – это сложно построенный прогиб, заложенный в сильно дислоцированных породах фундамента протерозой-палеозойского возраста.

Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания, наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек, определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно – Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно – гидрокарбонатно - хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт – альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосоленых вод в бортах Арыкумского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высокоминерализованных хлоридно–натриево–кальциевого состава - во внутренней части бассейна. Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации паводковых вод.

#### **2.3.7.2 Физические свойства и химический состав пластовых вод**

Средняя зона также характеризуется свободным водообменом и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания. Эти пластовые воды относятся в основном

к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

На месторождении Караколь притоки пластовой воды опробованы в скважинах КК-2, КК-10, КК-13, КК-19, КК-20, КК-21, КК-100 и КК-104, причем из отложений разных свит и горизонтов. Отобрано всего 29 проб, некоторые пробы взяты из одного и того же интервала в разное время, через каждый час в смене или на следующий день. При этом после ПР-2019г пробы отобраны в скв. КК-2 и КК-20 из кумкольской и карагансайской свит.

Воды альб-сеноманских и турон-сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении.

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

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

*Кумкольская свита* освещена 8 пробами из 4 скважин КК-2, КК-19, 20, 100. По результатам химического анализа содержания анионов и катионов в пределах горизонт Ю-III изменяются (в г/л): хлориды от 27,3 до 134,8, гидрокарбонаты 0,061 - 0,817, сульфаты 0,33-10,7, кальций 0,3-4,4, натрий+калий 16,8-73,4, магний – 0,42-7,1. Общая минерализация 47,7-221,3 г/л.

Воды слабокислые до кислых - рН 6,05-7,9, с удельным весом 1,035-1,1г/см<sup>3</sup>. По классификации В.А.Сулина пластовые воды отложений кумкольской свиты месторождения Караколь определяются как соленые и рассолы хлоридно-магниевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

*Пластовые воды из отложений карагансайской свиты средней юры* опробованы в скважине КК-20 из двух интервалов (три пробы) 2341-2352, 2356-2380 (2 пробы) и 2391-2394 (1 проба) продуктивного горизонта Ю-IV-I-1.

По результатам химического анализа изменение содержания анионов и катионов следующие: хлориды – 75,6-138,1, гидрокарбонаты – 0,146-0,463, сульфаты – 2,01-9,5, кальций – 0,601-3,8, натрий+калий – 42,9-76,05, магний – 0,958-10,6 г/л. Общая минерализация – 127,32-220,2 г/л. По классификации В.А.Сулина пластовые воды определяются как рассолы хлоридно-кальциевого типа. Водородный показатель (Рн) колеблется от 5,64 до 7,57. Удельный вес колеблется от 1,08 до 1,145.

*Сазымбайская свита* освещена 17 пробами отобранных из скважин КК-10, 13, 19, 20, 21, 104 приуроченных к горизонтам Ю-VI-I, Ю-VI-II, Ю-VI-III.

По результатам химического анализа изменения содержания основных компонентов следующие: хлориды от 6,1 до 165,1, гидрокарбонаты – 0,043-1,3, сульфаты – 0,128-8,7, кальций – 0,054-27,6, натрий+калий – 2,9-90,5, магний – 0,011-27,97 г/л. Общая минерализация - 10,2-276,6 г/л.

По классификации В.А.Сулина пластовые воды свиты месторождения Караколь определяются как рассолы хлоридно-магниевого и хлоридно-кальциевого типов. И только одна проба, отобранная в январе 2019г из скважины 104 – гидрокарбонатнонатриевая.

Пластовые воды юры слабокислые до слабо щелочных, водородный показатель (Рн) колеблется от 5,15 до 7,9. Удельный вес колеблется от 1,006 до 1,728, отмечается слабая закономерность: с увеличением глубины залегания пластовых вод увеличивается их удельный вес.

При лабораторных исследованиях пластовых вод (пробы из скважин КК-20 и КК-21) каждого горизонта в отдельности, рассчитана карбонатная и сульфатная стабильность и совместимости вод и их смесей. Во всех приготовленных (в разных пропорциях) смесях вод образования осадка не обнаружено, из чего следует, что все смеси абсолютно совместимы.

В некоторых пробах воды (пробы из скважин КК-20 и КК-21) сделана попытка определения количества клеток сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), но в течение 21 суток инкубации при температуре 36°C визуальное черное окрашивание среды не регистрировалось, что означает отсутствие СВБ. Несмотря на то, что данные проведенных исследований содержат отрицательные результаты, они имеют отношение только к представленным образцам воды, а значит – единичным исследованиям. Кроме этого, пока пробы доставили на исследования (более месяца), они могли потерять стерильность, что могло повлиять на результат исследования.

Результаты анализов воды юрских отложений, отобранных на месторождении Караколь приведены в таблице 2.3.7.1.

В ПЗ-2019г по результатам отбраковки средние значения минерализации для кумкольских отложений принимаются как 56,6 г/л, для отложений средней и нижней юры как среднее значение 130,1 г/л.

Таблица 2.3.7.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод Караколь

№ скв.	Интервал отбора проб, м		Горизонт	Плотность, г/см3	Компонентный состав, мг/л, мг-экв/л, %						Минерализация, мг/л	pH	Общая жесткость, мг-экв/л
	кровля	подошва			HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>			
2	2035	2041	Ю-III (km)	1,1046	364,7	10671	101533	4419	6885	55315	179198	7,93	787,6
19	2210	2215		1,05	91,5	2169,98	35272,75	601,2	1155,2	21084,1	60374,73	6,05	125
				1,04	780,8	1540,66	27336,56	501	729,6	16813,69	47702,31	6,89	85
	2231	2236		1,05	61	1611,71	35272,71	601,2	1155,2	20805,34	59507,2	6,22	125
				1,05	817,4	2083,56	37918,38	400,8	1276,8	23033,12	65530,06	6,82	125
20	2226	2231		1,04	384,3	1492,5	28804,04	300,6	425,6	18397,7	49804,74	7,785	50
	2242	2259		1,15	164,7	3707,61	134788,16	2129,25	7098,4	73419,1	221307,22	7,435	690
100	2197	2200		1,0769	302,8	329,2	72900	2868,3	4468,4	37369	118238	6,76	511,2
20	2341	2352	Ю-IV-I-1 (kr)	1,15	463	3981,25	138111,71	601,2	958,2	76048,38	220163,74	6,784	680
	2356	2380		1,14	146,4	9469,99	123454,63	601,2	10579,2	63990,37	208241,79	5,64	900
	2391	2394		1,082	308,9	2010	75751	3770	2516	42917	127356	7,57	395,6
20	2349	2352	Ю-VI-I (sz)	1,0596	268,3	263,4	55125	3605,6	2582	28130	89975	6,3	392,8
13	1920	1922		1,1	219,6	3433,28	80245,68	3206,4	2614,4	45166,48	134885,84	6,18	375
19	2410	2415		1,1	79,3	3378,42	77600,05	701,4	3161,6	45210,64	130131,41	6,69	295
10	2353	2365	Ю-VI-II (sz)	1,0585	256,6	312,7	54810	3251,3	2413,2	28696	89740	6,5	361,2
19	2545	2550		1,05	91,5	2881,87	44090,94	1002	4742,4	19901,67	72710,38	6,65	440
				1,07	1301,13	2932,62	59082,03	701,4	2249,6	35168,38	101435,16	6,59	220
				1,01	103,7	333,32	6102,2	300,6	401,28	3054,06	10295,15	7,1	48
19	2591	2592		1,18	97,6	6914,85	138621,9	1402,8	6688	79028,23	232753,38	5,15	620
				1,15	122	6405,41	128392,81	1603,2	6140,8	72961,75	215625,97	6,63	585
				1,17	183	128,5	129803,72	801,6	6080	74821,3	217859,65	5,46	540
				1,13	207,4	3315,05	132272,82	27555	27968	2960,56	194278,82	6,46	3675
				1,1	97,6	4926,48	82185,51	2004	4681,6	44563,65	138459	7,23	485
21	2265	2268	Ю-VI-III (sz)	1,13	215,29	1743,11	119647,57	881,76	5788,16	66583,39	194859,28	5,95	520
19	2737	2742		1,11	976	7802,45	92016,57	1002	7478,4	48368,36	157343,77	5,35	665
				1,73	976	5649,69	59961,62	250,5	5228,8	31800,77	103867,37	5,83	442,5
20	2616	2619		1,2	42,7	8763,3	165076,47	751,5	11400	90548,01	276581,98	5,38	945
104	2485	2486		1,0727	722,2	5201	63197	54,3	11,2	45582	114768	7,9	3,6

 новые данные после ПР-2019г

### Термобарические условия

Юрская продуктивная часть месторождения характеризуется значениями пластовых давлений от 7,74 до 28 МПа, при этом в ПЗ-2019г ряд замеров вызывали сомнения и были отбракованы. На рисунке 2.3.7.1 приведен график изменения пластового давления от глубины после отбраковки ряда замеров которые в ПЗ-2019г были признаны не корректными, невосстановленными так как не соответствует гидростатическому давлению. Например, такие замеры пластового давления как 7,74 МПа при глубине 2097м; 11,59 МПа при глубине 2169 м; 18,97 МПа – 2420м.

В целом пластовое давление по результатам замеров при испытании скважин с учетом отбраковки имеют значения от 20,1 МПа до 28 МПа.

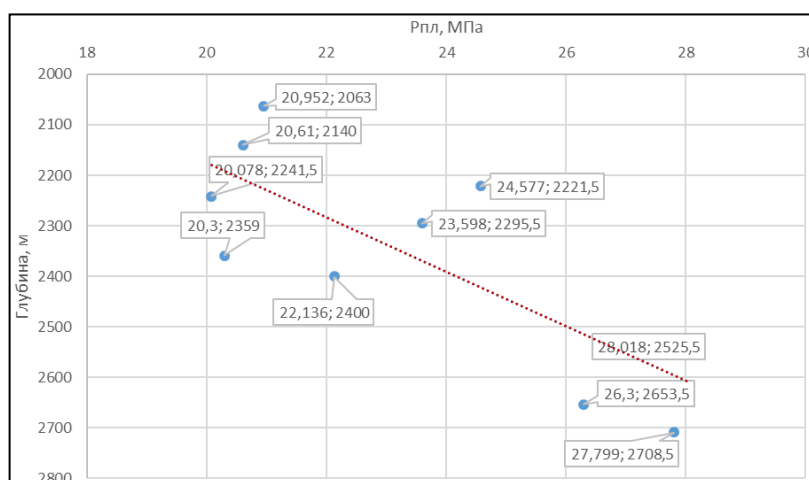


Рис. 2.3.7.1. График изменения пластового давления с глубиной по месторождению Караколь

Разрез месторождения характеризуется значениями температур от 75,6 до 94,2 °С для юрских отложений. На рисунке 2.3.7.2 приведен график изменения пластовой температуры от глубины.

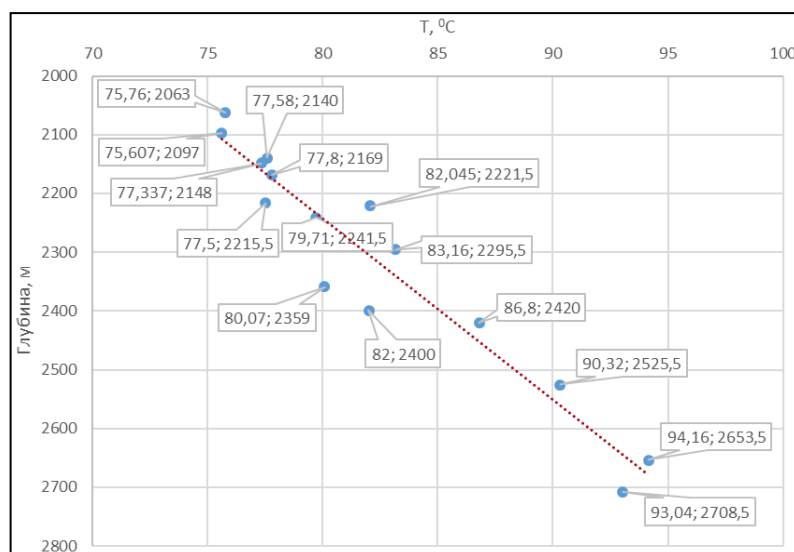


Рис. 2.3.7.2. График изменения пластовой температуры с глубиной по месторождению Караколь

### **2.3.8 Возможность использования пластовых вод**

Пластовые воды для получения микроэлементов в промышленных целях непригодны.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон-сенонских водоносных комплексов.

## 2.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных горизонтов

Для изучения физико-гидродинамической характеристики коллекторов и оценки полноты извлечения нефти из породы при разработке на образцах керна выполнены исследования по определению капиллярного давления (таблица 2.4.1).

**Таблица 2.4.1 - Результаты специальных исследований, выполненных на керне месторождения**

Вид исследования	J1sz (сазымбайская свита)
	Горизонт J-VI-II
	КК-12
ТОО «Везерфорд-КЭР» г. Актау(декабрь 2018г)	
Определение капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны, образец	30

В период с 2019-2023гг дополнительных специальных исследований, направленных на изучение физико-гидродинамических характеристик продуктивных горизонтов, проведено не было.

### ***Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны.***

Анализ кривых капиллярного давления путем дренирования через полупроницаемую мембрану выполняется для моделирования процесса замещения, который происходит в пластах коллектора между несмешивающимися жидкостями. Кривая капиллярного давления необходима для понимания распределения насыщенности в пласте коллектора и движения многофазного потока через породу.

Эксперимент проводился на 26 кондиционных образцах керна из скважины КК-12, отобранных из сазымбайской свиты имеющих коэффициент пористости от 0,136 до 0,208 доли ед. с коэффициентом проницаемости от 2,532 до  $1250 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> при капиллярном давлении 0; 0,01; 0,03; 0,07; 0,13; 0,34; 1,38 МПа в атмосферных условиях. Остаточная водонасыщенность, за которую принята величина водонасыщенности при капиллярном давлении  $P_k = 1,38$  МПа, меняется от 0,241 до 0,399 доли ед., в среднем составляя 0,32 доли ед.

Четыре некондиционных образца, характеризующие пористостью от 0,048 до 0,121 доли ед. и проницаемостью, изменяющейся от 0,161 до  $0,557 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, имеют остаточную водонасыщенность от 0,493 до 0,913 доли ед., в среднем составляя 0,77 доли ед.

Вид кривых капиллярного давления определяется структурой порового пространства. Образцы песчаных пород с низкой проницаемостью характеризуются более монотонным снижением водонасыщенности при низких значениях капиллярного давления, чем образцы песчаника с  $K_{пр} > 50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (рис. 2.4.1; 2.4.2).

Данные образцов и полученные результаты приведены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Данные образцов и полученные результаты ККД

№ скважины	№ образца	Глубина, м	Температура, (°C)	Давление обжима, МПа	Стратиграфия	Горизонт	Кп, доли ед	Кпр, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Кв, доли ед.
КК-12	1ds	2406,58	25°C	14,4	J1sz	I-VI-II	0,136	4,92	0,384
	2ds	2406,23					0,176	55,1	0,358
	3ds	2407,09					0,189	32,7	0,273
	4ds*	2407,56					0,048	0,161	0,913
	5ds	2407,92					0,137	101,3	0,251
	6ds*	2408,22					0,066	0,33	0,813
	7ds*	2408,6					0,061	0,229	0,881
	8ds	2408,91					0,145	8,36	0,317
	9ds	2409,12					0,169	25,5	0,271
	10ds*	2409,32					0,121	0,557	0,493
	12ds	2409,78					0,184	141	0,272
	13ds	2410,05					0,142	2,532	0,357
	14ds	2410,27					0,154	4,56	0,39
	15ds	2410,4					0,169	27	0,336
	16ds	2410,69					0,162	8,01	0,343
	18ds	2411,2					0,147	4,5	0,395
	21ds	2411,97					0,167	12,17	0,389
	22ds	2412,3					0,143	2,98	0,394
	23ds	2412,47					0,14	2,76	0,364
	24ds	2412,7					0,144	5,44	0,399
	25ds	2412,89					0,20	241	0,242
	26ds	2413,14					0,17	26,69	0,327
	27ds	2413,37					0,207	191	0,258
	28ds	2413,61					0,201	224	0,241
	29ds	2413,85					0,183	57	0,313
	30ds	2414,09					0,202	780	0,285
	31ds	2414,33					0,201	267	0,276
	32ds	2414,51					0,205	496	0,31
	33ds	2414,75					0,208	1250	0,328
	34ds	2414,94					0,207	715	0,343

\*- некондиционные образцы



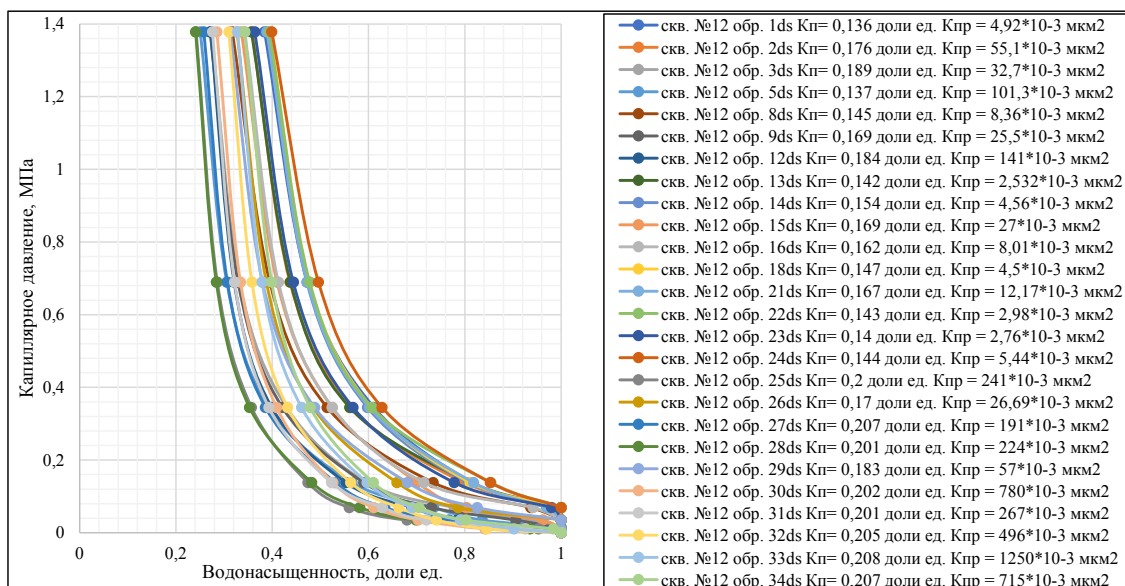


Рис.2.4.1. Кривые капиллярного давления, полученные методом полупроницаемой мембраны (кондиционные образцы)

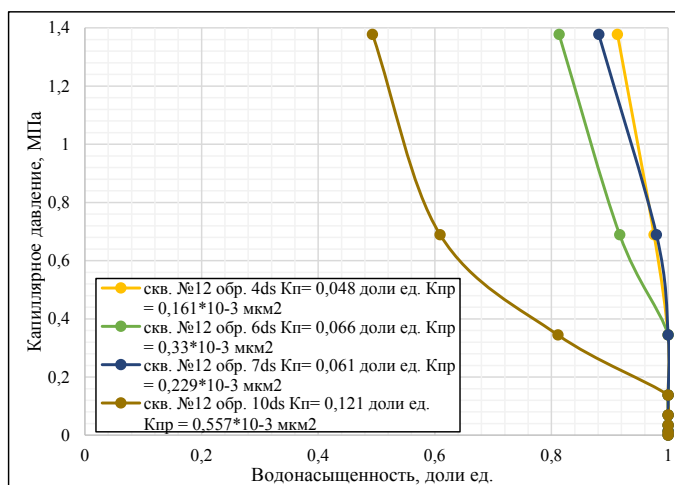


Рис.2.4.2. Кривые капиллярного давления, полученные методом полупроницаемой мембраны (некондиционные образцы)

## 2.5 Запасы нефти и газа

Настоящий проект выполнен на основе отчета «Подсчет запасов нефти, газа, конденсата месторождения Караколь Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2019), который утвержден Протоколом ГКЗ РК №2065-19-У от 04.07.2019г.

В целом запасы месторождения по результатам подсчета составили:

Категория	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн.м <sup>3</sup>	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
C <sub>1</sub>	3926	836	681,2	148,5
C <sub>2</sub>	404	82	56	12,4

Категория	Свободный газ, млн.м <sup>3</sup>		Конденсат, тыс.т	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
C <sub>1</sub>	4453	3563	992,6	497
C <sub>2</sub>	1644	1315	324,2	162,4

Соотношение геологических запасов нефти по категории C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> составляет 90,7% на 9,3%.

Подсчетные параметры и величины утвержденных запасов приведены в таблицах 2.5.1-2.5.3.

Таблица 2.5.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного газа в нефти месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019 г.

Залежь района скважины	Зона	Категория	Площадь продуктивности	Средневзвешенная эффективная толщина	Объем продуктивных пород	Коэффициенты. доли ед.				Геологические запасы нефти	Коэффициент извлечения	Извлекаемые запасы нефти	Газосодержание	Геологические запасы растворенного газа	Извлекаемые запасы растворенного газа
						Открытой пористости	Нефте насыщенности	Пересчетный	Плотность нефти						
			тыс. м <sup>2</sup>	в м	тыс. м <sup>3</sup>	доли ед.	доли ед.	доли ед.	г/см <sup>3</sup>	тыс.т.	доли ед.	тыс. т.	м <sup>3</sup> /т	млн. м <sup>3</sup>	млн. м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт Ю-III															
район скв.КК-101, КК-8, КК-20, КК-2 и т.д	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	4014,4	6,45	25873,9	0,17	0,46	0,812	0,845	1388	0,215	298	99	137	30
	ВНЗ		295,6	6,82	2015,7	0,17	0,46	0,812	0,845	108	0,215	23	99	11	2
КК-9	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	350,6	3,07	1077,7	0,15	0,4	0,812	0,845	44	0,297	13	99	4	1
	ВНЗ		262,5	2,59	680,1	0,15	0,4	0,812	0,845	28	0,297	8	99	3	1
КК-11	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	226,3	5,19	1174,1	0,17	0,72	0,671	0,822	79	0,173	14	199,5	16	3
	ВНЗ		165,0	4,62	761,9	0,17	0,72	0,671	0,822	51	0,173	9	199,5	10	2
Итого по горизонту Ю-III		C <sub>1</sub>	5 314,4	5,94	31 583,3					1 698,0	0,215	365,0		181,2	38,4
Горизонт Ю-IV-I-1															
КК-20	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	223,1	12,49	2787,0	0,14	0,83	0,818	0,841	223	0,140	31	94,9	21	3
КК-8	ГНЗ	C <sub>1</sub>	357,5	1,45	518,4	0,18	0,79	0,794	0,816	48	0,253	12	255	12	3
	ВНЗ		154,4	1,45	223,8	0,18	0,79	0,794	0,816	21	0,253	5	255	5	1
Итого по горизонту Ю-IV -I -1		C <sub>1</sub>	735,0	4,80	3529,2					292,0	0,164	48,0		38,8	7,3
Горизонт Ю-IV-I -2															
КК-23	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	375,0	1,90	712,5	0,15	0,91	0,818	0,841	67	0,227	15	94,9	6	1
		C <sub>2</sub>	493,8	1,90	938,1	0,15	0,91	0,818	0,841	88	0,170	15	94,9	8	1
	ВНЗ	C <sub>1</sub>	64,4	1,90	122,3	0,15	0,91	0,818	0,841	11	0,227	2,5	94,9	1	0
		C <sub>2</sub>	87,5	1,90	166,3	0,15	0,91	0,818	0,841	16	0,170	3	94,9	2	0
КК-33	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	334,4	0,80	267,5	0,14	0,92	0,818	0,841	24	0,300	7,2	94,9	2	1
		C <sub>2</sub>	1942,5	0,80	1554,0	0,14	0,92	0,818	0,841	138	0,225	31	94,9	13	3
	ВНЗ	C <sub>1</sub>	48,8	0,80	39,0	0,14	0,92	0,818	0,841	3	0,300	1	94,9	0	0
		C <sub>2</sub>	46,3	0,80	37,0	0,14	0,92	0,818	0,841	3	0,225	1	94,9	0	0
Итого по горизонту Ю-IV-I -2		C <sub>1</sub>	822,5	1,39	1141,3					105,0	0,247	25,9		10,0	2,5
		C <sub>2</sub>	2570,0	1,05	2695,4					245,0	0,204	50,0		23,3	4,7
Горизонт Ю-IV-II															
КК-24	ГНЗ	C <sub>1</sub>	557,5	2,97	1655,0	0,15	0,70	0,816	0,794	113	0,222	25	255	29	6
	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	154,4	4,74	731,5	0,15	0,70	0,816	0,794	50	0,222	11	255	13	3
	ВНЗ	C <sub>1</sub>	615,6	4,39	2704,4	0,15	0,70	0,816	0,794	184	0,222	41	255	47	10
Итого по горизонту Ю-IV-II		C <sub>1</sub>	1327,5	3,83	5090,9					347,0	0,222	77,0		88,5	19,6

Продолжение таблицы 2.5.1															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт Ю-VI-1															
КК-5	ВНЗ	C <sub>1</sub>	403,8	1,00	403,8	0,16	0,72	0,76	0,83	29	0,208	6	113	3	1
КК-1	ГНЗ	C <sub>1</sub>	376,3	5,82	2189,1	0,15	0,61	0,483	0,775	75	0,268	20	424,5	32	8
	ВНЗ		540,0	5,39	2909,8	0,15	0,61	0,483	0,775	100	0,268	27	424,5	42	11
КК-2	ВНЗ	C <sub>1</sub>	654,4	1,35	883,4	0,14	0,58	0,76	0,83	45	0,179	8	113	5	1
КК-9	ГНЗ	C <sub>1</sub>	1186,9	3,76	4464,6	0,17	0,74	0,76	0,83	354	0,203	72	113	40	8
	ВНЗ	C <sub>2</sub>	588,1	2,00	1176,3	0,17	0,74	0,76	0,83	93	0,152	14	113	11	2
КК-15	ЧНЗ	C <sub>2</sub>	278,8	0,60	167,3	0,14	0,52	0,483	0,775	5	0,134	1	424,5	2	0
			358,1	0,60	214,9	0,14	0,52	0,483	0,775	6	0,134	1	424,5	3	0
КК-102	ВНЗ	C <sub>1</sub>	206,3	0,75	154,7	0,13	0,64	0,76	0,83	8	0,349	3	113	1	0
КК-12	ВНЗ	C <sub>1</sub>	262,5	0,55	144,4	0,14	0,74	0,76	0,83	9	0,304	3	113	1	0
		C <sub>2</sub>	256,3	0,55	140,9	0,14	0,74	0,76	0,83	9	0,228	2	113	1	0
Итого по горизонту Ю-VI-1		C <sub>1</sub>	3090,0	3,61	11149,7					620,0	0,224	139,0		124,6	30,3
		C <sub>2</sub>	1481,3	1,15	1699,3					113,0	0,159	18,0		16,2	2,7
Горизонт Ю-VI -2															
КК-22	ВНЗ	C <sub>1</sub>	615	2,21	1360,4	0,14	0,72	0,579	0,797	63	0,282	18	273,2	17	5
КК-12	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	263,1	8,76	2304,0	0,14	0,69	0,579	0,797	103	0,209	22	273,2	28	6
	ВНЗ		263,8	10,41	2746,5	0,14	0,69	0,579	0,797	122	0,209	25	273,2	33	7
КК-10	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	391,875	9,81	3842,875	0,16	0,77	0,579	0,797	218	0,190	41	273,2	60	11
	ВНЗ		469,375	11,34	5323,75	0,16	0,77	0,579	0,797	303	0,190	58	273,2	83	16
КК-13	ЧНЗ	C <sub>1</sub>	498,1	1,05	523,0	0,17	0,61	0,579	0,797	25	0,247	6	273,2	7	2
	ВНЗ		80,6	1,05	84,7	0,17	0,61	0,579	0,797	4	0,247	1	273,2	1	0
Итого по горизонту Ю-VI -2		C <sub>1</sub>	2581,9	6,27	16185,2					838,0	0,204	171,0		228,9	46,7
Горизонт Ю-VI -3															
КК-21	ВНЗ	C <sub>1</sub>	445,0	1,40	623,0	0,15	0,72	0,53	0,725	26	0,392	10	359,2	9	4
	ВНЗ	C <sub>2</sub>	786,3	1,40	1100,8	0,15	0,72	0,53	0,725	46	0,294	14	359,2	17	5
Итого по горизонту Ю-VI -3		C <sub>1</sub>	445,0	1,40	623,0					26,0	0,385	10,0		9,3	3,6
		C <sub>2</sub>	786,3	1,40	1100,8					46,0	0,304	14,0		16,5	5,0
Всего по месторождению		C <sub>1</sub>			69 302,55					3 926,00	0,213	835,90		681,23	148,47
		C <sub>2</sub>			5495,4					404,0	0,203	82,0		56,0	12,4

Таблица 2.5.2 - Подсчет запасов газа и конденсата месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019 г.

Район скважин	Зона	Категория запасов	Газонасыщенная площадь	Газонасыщенная толщина	Объем газонасыщенных пород	Кoeff. эффективной пористости	Кoeff. газонасыщенности	Пластовое давление. Мпа		Поправка на откл. от зак.Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Кoeff. перевода технич. атмосфер в физические	Геологические запасы пластового газа, млн.м3	Мольная доля сухого газа	Нач. геологич.запасы сухого газа, млн.м3	Кoeff. извлечение газа. д.ед.	Начальн. извлекаемые запасы сухого газа. тыс.т	Потенц. содержание стабильного конденсата. г/м³	Начальн. геологич. запасы конденсата. тыс.т	Кoeff. извлечение конденсата. д.ед.	Начальн. извл. запасы конденсата. тыс.т
			тыс. м²	в м	тыс. м³	доли ед.	доли ед.	начальное	конечное	начальное	конечное											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Горизонт Ю-IV-I-1																						
КК-8	ГНЗ	C <sub>1</sub>	357,5	1,86	664,47	0,19	0,84	20,078	0,1	1,16	1	0,8307	9,68	20	0,96	19	0,8	15	203,6	4,1	0,5	2,1
Всего по горизонту Ю-IV-I-1		C <sub>1</sub>	357,5	1,86	664,47									20,00		19,00		15,00		4,10		2,10
Горизонт Ю-IV-II																						
КК-24	ЧГЗ	C <sub>2</sub>	506,25	3,0	1512,5	0,14	0,64	27,799	0,1	0,1035	1	0,8	9,68	3	0,98	3	0,8	2	150,11	0,5	0,5	0,3
	ГНЗ		709,375	2,3	1620	0,14	0,64	27,799	0,1	0,1035	1	0,8	9,68	3	0,98	3	0,8	2	150,11	0,5	0,5	0,3
КК-23	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	655	3,4	2 210,00	0,14	0,64	29,563	0,1	1,023	1	0,806	9,68	47	0,94	44	0,8	35	291,84	13,7	0,5	6,9
	ГНЗ		3318,125	6,8	22 577,53	0,14	0,64	29,563	0,1	1,023	1	0,806	9,68	476	0,94	449	0,8	359	291,84	138,9	0,5	69,5
Всего по горизонту Ю-IV-II		C <sub>1</sub>	3 973,13	6,2	24 787,53									523,00		493,00		394,00		152,60		76,40
		C2	1 215,63	2,6	3 132,50									6,00		6,00		4,00		1,00		0,60
Горизонт Ю-V-I																						
КК-33	ЧГЗ	C <sub>2</sub>	1 460,00	2,00	2 920,00	0,1	0,76	46,94	0,1	2,695	1	0,748	9,68	203	0,95	193	0,8	154	200,4	40,7	0,5	20,4
	ГВЗ		3 106,88	3,17	9 850,00	0,1	0,76	46,94	0,1	2,695	1	0,748	9,68	685	0,95	653	0,8	522	200,4	137,3	0,5	68,7
Всего по горизонту Ю-V-I		C <sub>2</sub>	4 566,88	2,80	12 770,00									888,00		846,00		676,00		178,00		89,10
Горизонт Ю-VI-1																						
КК-15	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	424.38	4.83	2 049.78	0,15	0,64	46,94	0,1	2,695	1	0,748	9,68	180	0,95	172	0,8	138	200,4	36.1	0,5	18.1
КК-1	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	523.13	3.87	2 026.63	0,14	0,54	46,94	0,1	2,695	1	0,748	9,68	140	0,95	133	0,8	106	200,4	28.1	0,5	14.1
КК-33	ЧГЗ	C1	1 303,13	2,43	3 170,50	0,12	0,89	46,94	0,1	2,695	1	0,748	9,68	310	0,95	295	0,8	236	200,4	62,1	0,5	31,1
	ГВЗ		353,75	2,83	1 001,19	0,12	0,89	46,94	0,1	2,695	1	0,748	9,68	98	0,95	93	0,8	74	200,4	19,6	0,5	9,8
	ЧГЗ	C <sub>2</sub>	1 415,00	2,00	2 830,00	0,12	0,89	46,94	0,1	2,695	1	0,748	9,68	277	0,95	264	0,8	211	200,4	55,5	0,5	27,8
Всего по горизонту Ю-VI-1		C <sub>1</sub>	2 703,13	3,48	9 396,94									728		693		554		145.9		73.1
		C <sub>2</sub>	1 415,00	2,00	2 830,00									277		264		211		55.5		27.8

Продолжение таблицы 2.5.2																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Горизонт Ю-VI-2																						
КК-24	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	1 228,75	4,43	5 446,88	0,11	0,63	24,573	0,1	1,15	1	0,825	9,68	85	0,95	81	0,8	65	254,5	21,6	0,5	10,8
	ГВЗ		1 166,88	4,66	5 441,63	0,11	0,63	24,573	0,1	1,15	1	0,825	9,68	85	0,95	81	0,8	65	254,5	21,6	0,5	10,8
	ЧГЗ	C <sub>2</sub>	77,50	2,00	155,00	0,11	0,63	24,573	0,1	1,15	1	0,825	9,68	2	0,95	2	0,8	2	254,5	0,5	0,5	0,3
	ГВЗ		582,50	2,00	1 165,00	0,11	0,63	24,573	0,1	1,15	1	0,825	9,68	18	0,95	17	0,8	14	254,5	4,6	0,5	2,3
КК-101-15	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	263,13	12,63	3 323,50	0,16	0,75	24,573	0,1	1,15	1	0,825	9,68	90	0,95	86	0,8	69	254,5	22,9	0,5	11,5
	ГВЗ		696,25	4,60	3 201,13	0,16	0,75	24,573	0,1	1,15	1	0,825	9,68	86	0,95	82	0,8	66	254,5	21,9	0,5	11
КК-2	ГВЗ	C <sub>1</sub>	405,625	4,14	1 678,13	0,19	0,81	24,573	0,1	1,15	1	0,825	9,68	58	0,95	55	0,8	44	254,5	14,8	0,5	7,4
КК-19-103	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	2 011,88	7,08	14 252,38	0,17	0,77	29,787	0,1	1,142	1	0,802	9,68	491		297	0,8	238				
КК-25-104	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	1 068,75	9,43	10 075,00	0,16	0,75	24,611	0,1	1,14	1	0,822	9,68	269	0,95	257	0,8	206	217,17	58,4	0,5	29,2
	ГВЗ		1 488,75	10,84	16 139,38	0,16	0,75	24,611	0,1	1,14	1	0,822	9,68	431	0,95	411	0,8	329	217,17	93,6	0,5	46,8
Всего по горизонту Ю-VI-2		C <sub>1</sub>	8 330,00	7,15	59 558,00									1 595,00		1 350,00		1 082,00		254,80		127,50
		C <sub>2</sub>	660,00	2,00	1 320,00									20,00		19,00		16,00		5,10		2,60
Горизонт Ю-VI-3																						
КК-6	ГВЗ	C <sub>1</sub>	329,4	0,7	214,1	0,1	0,4	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	2	0,96	2	0,8	2	222,9	0,4	0,5	0,2
		C <sub>2</sub>	306,9	0,7	199,5	0,1	0,4	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	2	0,96	2	0,8	2	222,9	0,4	0,5	0,2
КК-20	ЧВЗ	C <sub>1</sub>	397,5	10,68	4245,0	0,15	0,9	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	151	0,96	145	0,8	116	222,9	33,7	0,5	16,9
КК-24-102	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	2042,5	19,94	40729,5	0,13	0,8	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	1119	0,96	1078	0,8	862	222,9	249,4	0,5	124,7
	ГВЗ		1181,9	17,67	20888,8	0,13	0,8	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	574	0,96	553	0,8	442	222,9	127,9	0,5	64
	ЧГЗ	C <sub>2</sub>	185,0	20,51	3795,0	0,13	0,8	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	104	0,96	100	0,8	80	222,9	23,2	0,5	11,6
	ГВЗ		460,0	18,10	8325,0	0,13	0,8	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	229	0,96	221	0,8	177	222,9	51,0	0,5	25,5
КК-33	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	1435,6	2,41	3458,8	0,13	0,87	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	103		10	0,8	8			0,5	
	ГВЗ		73,8	2,49	183,8	0,13	0,87	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	5		6	0,8	5			0,5	
	ЧГЗ	C <sub>2</sub>	1453,1	3,27	4756,3	0,13	0,87	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	142		137	0,8	110			0,5	
	ГВЗ		47,5	3,13	148,8	0,13	0,87	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	4		6	0,8	5			0,5	
КК-104	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	70,6	2,16	152,8	0,16	0,76	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	5	0,96	5	0,8	4	222,9	1,1	0,5	0,6
	ГВЗ		47,5	2,40	114,2	0,16	0,76	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	4	0,96	4	0,8	3	222,9	0,9	0,5	0,5
КК-4	ЧГЗ	C <sub>1</sub>	550,0	5,24	2879,4	0,17	0,66	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	85	0,96	82	0,8	66	222,9	18,9	0,5	9,5
		C <sub>2</sub>	662,5	2,28	1510,0	0,17	0,66	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	45	0,96	43	0,8	34	222,9	10,0	0,5	5
	ГВЗ	C <sub>1</sub>	98,1	4,52	443,1	0,17	0,66	33,4	0,1	1,04	1	0,788	9,68	13	0,96	13	0,8	10	222,9	2,9	0,5	1,5
Всего по горизонту Ю-VI-3		C <sub>1</sub>	6 226,88	11,77	73 309									2 061		1 898		1 518		435		218
		C <sub>2</sub>	3 115,00	6,01	18 734									526		509		408		85		42
Всего по месторождению		C <sub>1</sub>			167 708									4927		4453		3563		992.6		497.0
		C <sub>2</sub>			38 787									1717		1644		1315		324.2		162.4

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

#### 3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов

На месторождении с целью уточнения данных о гидродинамических свойствах разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования проводились гидродинамические исследования.

Анализ гидродинамических исследований скважин и пластов был выполнен на основе данных, представленных компанией АО «СНПС – Ай Дан Мунай».

Общее количество проведенных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) с начала разработки приведено в таблице 3.1.1.

**Таблица 3.1.1 - Количество проведенных исследований с начала разработки**

Горизонт	Количество	Всего	Вид исследования		
			КВД	МУО	DPT
Ю-III	исследований	10	8	2	-
	скважин	8	6	2	-
Ю-IV-I-1	исследований	5	4	1	-
	скважин	3	2	1	-
Ю-IV-I-2	исследований	2	2	0	-
	скважин	2	2	0	-
Ю-IV-II-1	исследований	1	1	0	-
	скважин	1	1	0	-
Ю-IV-II-2	исследований	2	1	1	-
	скважин	2	1	1	-
Ю-VI-1	исследований	4	3	1	-
	скважин	4	3	1	-
Ю-VI-2	исследований	19	16	4	-
	скважин	9	7	3	-
Ю-VI-3	исследований	20	18	2	-
	скважин	9	7	2	-

Качество проведенных гидродинамических исследований зависит в основном от состояния скважины, состава жидкости в скважине при исследовании и типа глубинного манометра, и уровнемера. Также корректность данных по физическим свойствам пластового флюида (плотность, вязкость, объемный коэффициент, сжимаемость нефти и воды), фильтрационно-емкостным свойствам породы (пористость, сжимаемость породы), промысловых данных (дебит нефти, обводненность), по геологической структуре пласта (эффективная нефтенасыщенная толщина), использованных при интерпретации и анализе результатов гидродинамических исследований является очень важным. При интерпретации гидродинамических исследований скважин месторождения Караколь взяты корректные параметры по вязкости, объемному коэффициенту, сжимаемости нефти

и воды, пористости, дебиту нефти, обводненности, газовому фактору и по эффективной нефтенасыщенной толщине.

Вскрытие продуктивных пластов осуществляли кумулятивной перфорацией эксплуатационных колонн зарядами RDX-26 плотностью 16 отверстий на 1 погонный метр. Вызов притока осуществляли сваби́рованием, созданием депрессии на пласт при проведении исследований ИПТ.

В случае получения фонтанного притока после перфорации в скважине проводили режимные исследования на штуцерах диаметром 5-7-9 мм, либо обратным ходом 9-7-5 мм с отработкой на режиме не менее шести часов. По окончании режимных исследований в скважине проводили исследования методом КВД.

В случае отсутствия притока после перфорации в скважине проводили исследования методом ИПТ на режимах одного, двух или трех «открытий-закрывтий». В случае низкой проницаемости нефтяных пластов, определенной по результатам исследований, выполнялась интенсификация притока гидроразрывом пласта.

Помимо гидродинамических исследований осуществлялись контрольные замеры режима работы скважин с регистрацией забойного и устьевого давлений, дебитов нефти и газа, температуры на забое, а также отбор проб на физико-химический анализ флюидов.

Результаты всех исследований, проведенных за весь период представлены в таблице 3.1.2. Цель исследований – уточнение данных о гидродинамических свойствах разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования.

**Таблица 3.1.2 - Результаты ГДИС по нефтенасыщенным горизонтам**

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Ю-III				
Начальное пластовое давление, МПа	6	8	14,5-25,5	23,36
Пластовая температура, °C	6	8	44,68-80,5	74,83
Дебит нефти, м³/сут	2	6	5,8-97,49	36,35
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм²	4	5	0,26-106	23,74
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм²*м	4	5	4,41-634	133,33
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	1	2	46,45-54,07	50,26
Гидропроводность, 10³ м²*м/(МПа*с)	2	3	0,014-0,033	0,022
Пьезопроводность, см²/с	2	3	0,001-0,362	0,123
Ю-IV-I-1				
Начальное пластовое давление, МПа	2	4	20,2-29,7	28,02
Пластовая температура, °C	2	4	78,49-85,72	81,82
Дебит нефти, м³/сут	1	3	6,15-11,50	8,27
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм²	1	2	0,06-4,2	2,71
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм²*м	1	1	12,59	12,59
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10³ м²*м/(МПа*с)	1	2	0,00036-0,18	0,091
Пьезопроводность, см²/с	2	3	0,003-0,0207	0,007
Ю-IV-I-2				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	27,8-29,9	28,9



Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Пластовая температура, °C	1	1	-	86,64
Дебит нефти, м³/сут	-	-	-	-
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм²	1	1	0,076	0,076
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм²*м	1	1	0,917	0,917
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м²*м/(МПа*с)	1	1	0,0213	0,213
Пьезопроводность, см²/с	1	1	0,0289	0,0289
<b>Ю-IV-II</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	27,8-28,1	27,9
Пластовая температура, °C	2	2	89,21-93,04	91,15
Дебит нефти, м³/сут	1	4	11,44-18,05	14,47
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм²	2	2	4,15-5,45	4,8
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм²*м	2	2	15,8-64,5	40,15
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м²*м/(МПа*с)	2	2	0,0955-0,1199	0,1077
Пьезопроводность, см²/с	2	2	0,0343-1,0564	0,545
<b>Ю-VI-1</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	3	3	15-24,9	21,3
Пластовая температура, °C	3	3	75,49-86,92	81,7
Дебит нефти, м³/сут	1	2	3,36-13,76	8,56
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм²	1	1	-	26,7
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм²*м	1	1	-	74,7
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м²*м/(МПа*с)	1	1	-	0,00013
Пьезопроводность, см²/с	1	1	-	0,057
<b>Ю-VI-2</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	6	15	19,6-36,4	26,8
Пластовая температура, °C	6	15	79,93-100,23	89,75
Дебит нефти, м³/сут	2	8	1,6-15,84	5,53
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм²	2	3	1,53-42,8	18,4
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм²*м	2	3	11,5-214	96,3
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	2	2	0,25-4,05	2,15
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м²*м/(МПа*с)	1	1	-	0,092
Пьезопроводность, см²/с	1	1	-	1,087
<b>Ю-VI-3</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	7	18	21,8-46,9	33,7
Пластовая температура, °C	7	18	81,82-120,73	100,09
Дебит нефти, м³/сут	2	6	35-78,7	53,72
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм²	1	1	-	33,6
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм²*м	1	1	-	224
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	1	1	-	5,87
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м²*м/(МПа*с)	1	1	-	1,28
Пьезопроводность, см²/с	1	1	25,59	25,59

Таблица 3.1.3 - Результаты ГДИС по газовым горизонтам

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Ю-IV-I-1 (Газовая шапка)				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	20,2
Пластовая температура, °С	1	1	-	79,01
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1	1	-	60,1
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	1	1	-	331
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	1	3	52,7-89,2	66,8
Ю-VI-1 (Газовая шапка)				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	23.94

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Пластовая температура, °С	1	1	-	82,7
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	1	1	-	0,83
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	1	1	-	82,7
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	1	1	1,33	1,33
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	1	1	-	0,019
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	1	1	-	0,295
<b>Ю-VI-2 (Газовый горизонт)</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	5	12	24,1-36,36	28,5
Пластовая температура, °С	5	12	82,7-100,23	91,9
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	5	12	0,004-48,1	7,2
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	5	10	0,034-305	38,8
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	2	2	0,25-4,05	2,15
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	4	9	0,00003-7,1	1,06
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	4	9	0,00008-17,1	2,56
<b>Ю-VI-3 (Газовый горизонт)</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	7	18	21,8-46,9	33,7
Пластовая температура, °С	5	15	85,5-120,73	102,35
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	5	15	0,0005-6,47	0,78
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	5	14	0,002-28,9	4,17
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	1	3	1,484-2,54	2,14
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	5	13	0,00008-0,685	0,064
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	5	13	0,00001-0,584	0,05

**Исследования МУО и КВД.** За период с 2009 - 2021 всего проведено 11 исследований МУО по 9 скважинам, 52 исследований КВД в 16 скважинах. После ПР-2019г было проведено 2 исследования методом КВД и 1 исследование МУО. Значения коэффициента продуктивности по нефти, являющиеся важными параметрами, рассчитаны с помощью индикаторной диаграммы.

В целом качество проведенных исследований удовлетворительное, так как на каждом режиме (3-4 режима) наблюдается восстановление забойного давления. Поэтому полученные результаты принимаются как достоверные.

#### **Оценка продуктивности скважин методом установившихся отборов**

Цель исследований методом установившихся отборов - контроль продуктивности добывающих скважин, изучение влияния режима работы скважины на ее производительность и оценки фильтрационных характеристик пласта.

Во вновь пробуренных скважинах проводятся разовые исследования МУО с целью оценки их начальных продуктивных характеристик, в добывающих скважинах систематическими исследованиями МУО контролируется текущая продуктивность.

Исследования МУО проведены в добывающих скважинах (КК-15, КК-21, КК-23, КК-24, КК-102, КК-8, КК-2, КК-11, КК-103), с целью оценки текущих продуктивных характеристик (таблица 3.1.4).

В скважине КК-15 исследования проводились на 3 режимах прямого хода, на штуцерах диаметрами 4, 5, 6 мм, общей продолжительностью 10 часов. С этой скважины

выходит газ и небольшое количество конденсата. Удельный вес газа – 0,65, средний дебит конденсата при режиме 4 мм штуцера – 4.62 м<sup>3</sup> в день, дебит газа в день- 13288 м<sup>3</sup>; при режиме 5 мм штуцера средний дебит конденсата – 5.16 м<sup>3</sup>, а дебит газа- 14158 м<sup>3</sup> в день; а при режиме 6 мм штуцера дебит конденсата – 3.98 м<sup>3</sup> в день. Средний дебит газа – 13355 м<sup>3</sup> в день.

В скважине КК-21 - на 3 режимах прямого хода, на штуцерах диаметрами 6, 7, 9 мм общей продолжительностью 63,5 часов.

В скважине КК-23 исследования проводили на 4 режимах прямого хода, на штуцерах 3, 5, 7, 9 мм общей продолжительностью 11,7 часов.

В скважине КК-24 исследования методом МУО проведены на 2 режимах прямого хода, на штуцерах 7 и 9 мм

В скважине КК-102 исследования проведены на 3 режимах прямого хода, на штуцерах 5, 7, 9 мм

В скважине КК-2 исследования проводились на 3 режимах обратного хода, на штуцерах диаметрами 9, 7, 5 мм, общей продолжительностью 243 часа.

В скважине КК-11 - на 3 режимах прямого хода, на штуцерах диаметрами 3, 5, 7 мм, общей продолжительностью 212,9 часов.

В скважине КК-103 на 3 режимах прямого хода, на штуцерах 3, 5, 9 мм, общей продолжительностью 7 суток.

На режимах были замерены забойное давление и температура. Дебиты скважин на режимах работы предоставлены Заказчиком. Исследование производились с использованием прибора 127 мм MFE, Р-Т пакера и электронного манометра. в скважине КК-15 на глубине 2112,76 м, в скважине КК-21 - на глубине 2275.66 м, в скважине КК-23 - на глубине 2662.07 м, в скважине КК-24 - на глубине 2798,80 м, в скважине КК-102 - на глубине 2677 м, в скважине КК-2 - на глубине 2056 м, в скважине КК-11 - на глубине 2131 м.

Забойное давление в исследованных скважинах месторождения Караколь, по данным исследований МУО (см. таблицу 3.1.3), менялось при различных диаметрах штуцера от 1,35 МПа до 24,42 МПа соответственно. В таблице для сравнения приведены данные по замерам забойных и пластовых давлений по скважинам в период освоения скважин. Во время исследований на режимах наблюдалось увеличение дебита газа с переходом на штуцер с большим диаметром и при этом уменьшение значения забойного давления.

### **Оценка фильтрационных параметров пластов по результатам исследований методом восстановления давления**

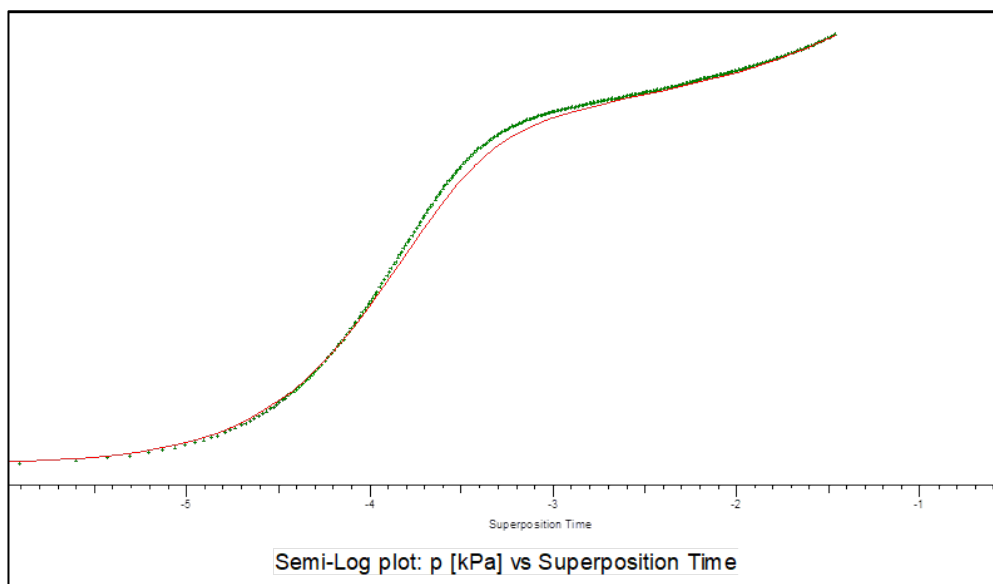
С начала 2009 года в период геологоразведочных работ месторождения Караколь с целью оценки емкостно-фильтрационных параметров пластов всего выполнено 53 исследований (КВД) в 17 скважинах (КК-15, КК-19, КК-20, КК-21, КК-22, КК-23, КК-24, КК-25, КК-33, КК-4, КК-102, КК-4, КК-8, КК-9, КК-2, КК-11, КК-12, КК-103).

В процессе исследований КВД были определены основные характеристики пластов в районе скважин: проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор, а также пластовое давление (таблица 5.3.4). Обработка результатов КВД проводилась в логарифмических координатах.

Анализ результатов исследований КВД, выполненных в период 2009-2021гг показали следующее. По данным исследований КВД проницаемость пласта варьировала в диапазоне от 0,0005 мД до 106 мД. Коэффициент гидропроводности изменялся от 0,000008 Д\*см/(мПа\*с) (скважина КК-33) до 7,07 Д\*см/(мПа\*с) (скважина КК-15). Коэффициент пьезопроводности изменялся от 0,00001 см<sup>2</sup>/с (скважина КК-33) до 25,59 см<sup>2</sup>/с (скважина КК-21). Пластовое давление, замеренное в вышеупомянутых скважинах, изменялась в диапазоне от 14,97 МПа до 46,94 МПа.

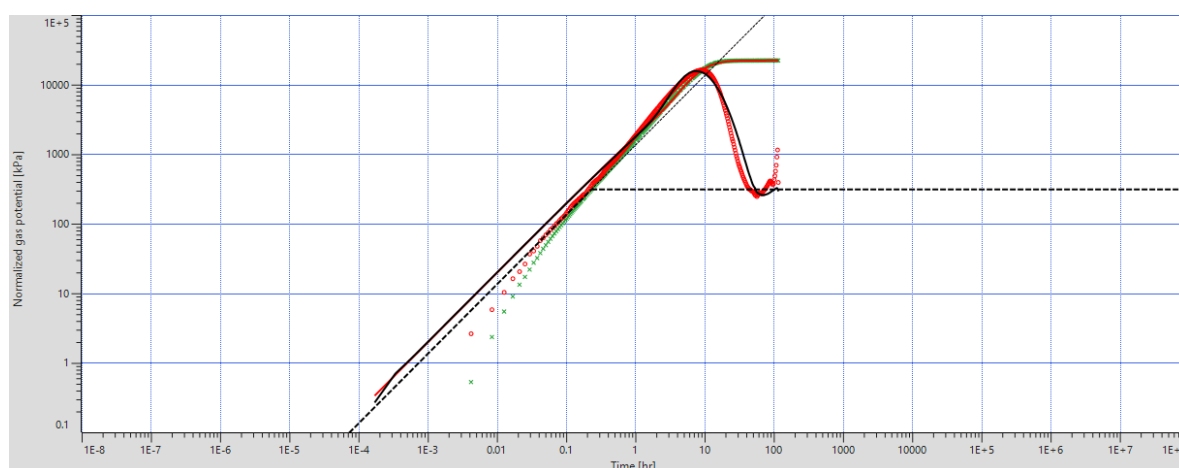
Рассмотрим подробное описание методов неустановившихся фильтраций.

Из новых исследований **21.01.2019г** в скважину КК-12 спустили манометр на глубину 2396м. Проводили замер и контроль градиента забойного давления и температуры при штуцере 7 мм, потом закрыли скважину на КВД. Текущее пластовое давление данной скважины 19,596 МПа, температура на точке замера составляет 84,622 °С, коэффициент давления 0,830, является низкой системой давления. Производная кривая давления показывает признаки коэффициента накопления продолжительности в стволе и скина, проявились на кривой признаки радиального потока среднего периода, потом показывает комбинированные признаки, Коэффициент подвижности составляет 4,17, и комбинированный полудиаметр-150 м. Скин-фактор положительный (4,741), что говорит о загрязнении в призабойной зоне пласта. Стоит отметить, что при регистрации давления, забойное давление составило 10,1 МПа. При этом по результатам анализа глубинной пробы с данного интервала давление насыщения составило 16,5 МПа. Отношение забойного давления к давлению насыщения составляет 0,6 МПа. Однако газовый фактор не превышает 100 м<sup>3</sup>/т и составляет 77,6 м<sup>3</sup>/т. Данный фактор, говорит о возможности эксплуатации скважины ниже давления насыщения более чем на 30% без возникновения отрицательных последствий.



**Рис.3.1.1 – Кривая восстановления давления методом касательной по скважине КК-12**

В скважине КК-103 проводили совместное исследование КВД+МУО в период 01.03.2019-21.03.2019гг. Исследование проводилось в интервалах 2222-2227м (горизонт Ю-VI-II). Согласно результатам опробования, в скважине был получен конденсат с газом. По данным производительности данной скважины, дебит при разных режимах 5 мм, 7 мм и 9 мм сильно колеблется. При штуцере 5 мм забойное давление и дебит не достигли стабильности в течение периода исследований из-за короткого времени исследований. Абсолютный дебит газа составил 27,42 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Данный показатель низкий, что значит производительность данного пласта низкая. Однако данный фактор может быть связан с сильным загрязнением скважины – так по результатам КВД скин-фактор составил 30,9, что говорит о сильном загрязнении в призабойной зоне скважины. Проницаемость составила 2,7 мД. Пластовое давление составило 23,5 МПа. Во время исследования закрытие скважины 116 часов, в средний и поздний период показывают характеристики радиального течения, и в поздний период во время исследования кривая на верх, появилось характеристики границ (рисунок 3.1.2).



**Рис. 3.1.2 – Кривая восстановления давления методом касательной по скважине КК-8**

Рассмотрим подробное описание методов неустановившихся фильтраций.

**Разведочная скважина КК-15** пробурена в мае 2009г.

В апреле 2009г в процессе бурения выполнено ИПТ в открытом стволе скважины в интервале 2155-2178 м. Исследование произведено с использованием прибора 127 мм МФЕ, Р-Т пакера и электронного манометра. Глубина пакеровки – 2148,9 м., глубина спуска прибора – 2112,76 м. Исследование выполнено в режиме 10 часового открытия при депрессии – 16,13 МПа. Во время открытия скважины фонтанирующего притока не получено. При подъеме НКТ с компоновки отобрано 0,34 м<sup>3</sup> жидкости с признаками нефти. Расчетное пластовое давление – 14,57 МПа.

**Разведочная скважина КК-19** пробурена в октябре 2009г. В эксплуатационной колонне опробовано семь объектов. В ноябре 2009г после перфорации на НКТ из интервала 2773-2742м притока не получено. Проведение гидродинамических исследований ИПТ в обсаженном стволе скважины. При подъеме НКТ с компоновки отобрана вода. Расчетный дебит воды составил 73,25 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление – 28,35 МПа, температура – 74,93 °С. Эффективная проницаемость - 20,6 мД. Скин-фактор – 21,2. Расчетный дебит воды составил 73,25 м<sup>3</sup>/сут. Объект водоносный. Изоляция интервала выполнена установкой цементного моста в интервале 2670-2710 м. Кровля – 2690 м. Герметичность проверена опрессовкой на 100 атм.

Результаты обработки кривой восстановления давления методом касательной представлены рисунке 3.1.3.

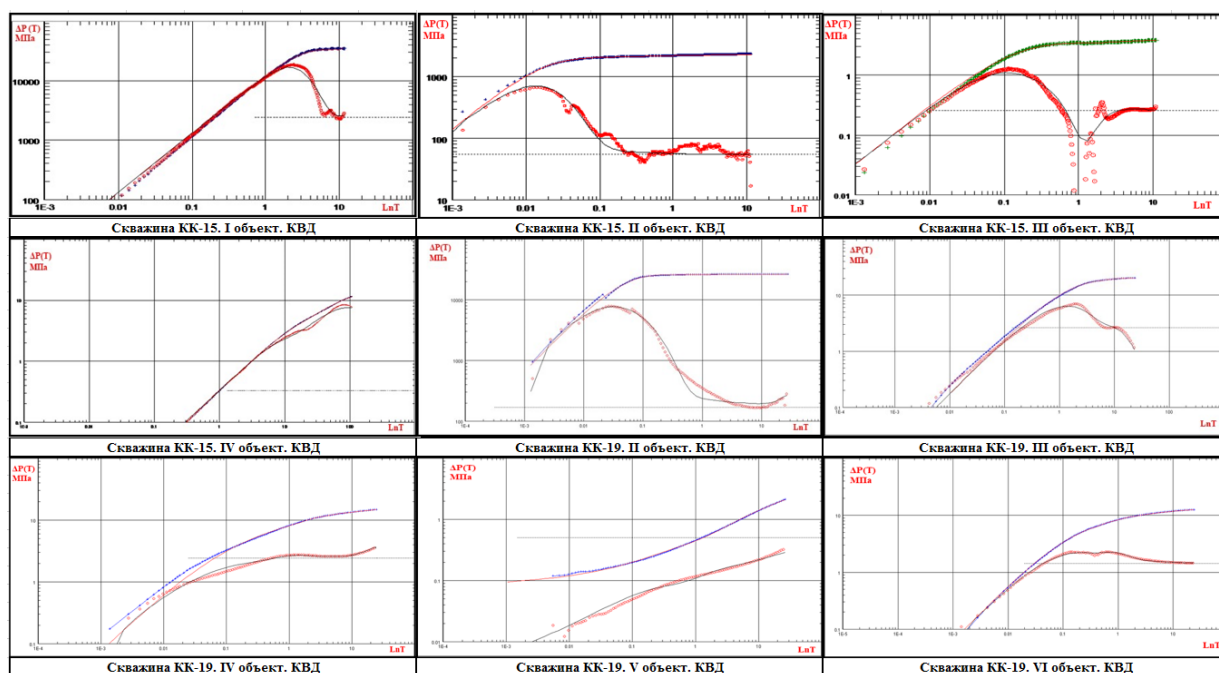


Рис. 3.1.3 – Результаты обработки кривой восстановления давления методом касательной (КК-15 и КК-19)

**Опережающе-добывающая скважина №102** пробурена в августе 2013г. В эксплуатационной колонне опробованы 2 объекта. В 05-07.10.2013г скважина закрыта на исследование КВД. Время остановки для восстановления давления составило 26,5 часов. Результаты обработки кривой восстановления давления методом касательной представлены в таблице 3.1.4 и на рисунке 3.1.4.

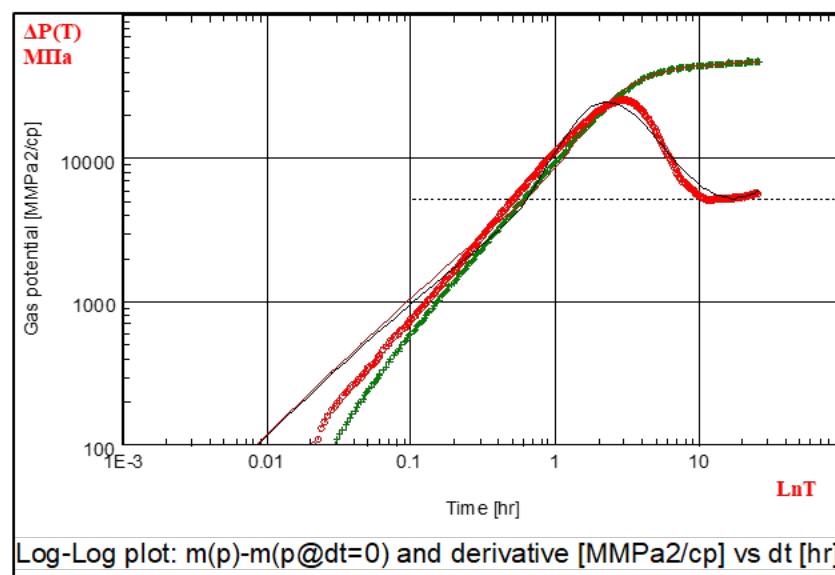


Рис. 3.1.4 – Скважина КК-102. I объект. КВД

В октябре 2013г выполнена перфорация интервала 2420-2425 м. 3 ноября 2013 г. с целью интенсификации притока выполнен ГРП. Закачено 25 т пропанта и 138 м<sup>3</sup> геля. Среднее давление ГРП – 213 атм. После ГРП свабированием откачено 22 м<sup>3</sup> жидкости. На выходе вода пленка нефти. Откачено 22 м<sup>3</sup>. Содержание воды 97,43%, плотность 1,06 г/см<sup>3</sup>. В 17 ноября 2013г спуск ЭЦН на глубине 1803 м. Дебит после пуска 32 м<sup>3</sup>/сут, на выходе вода. Далее отработка скважины с дебитом по нефти 0,844 м<sup>3</sup>/сут, обводненность 88%, газовый фактор 78,7 м<sup>3</sup>/т.

Всего в период опробования отобрано – 203,066 м<sup>3</sup> жидкости. Из них – 33,31 м<sup>3</sup> нефти. Объект водонефтеносный.

**Скважина КК-8** была опробована в январе 2017г. В начале эксплуатации в интервале перфорации 2250,0-2253,0м при 5мм штуцере средний дебит нефти составлял 8,86 м<sup>3</sup> в сутки, газовый фактор – 3051,65 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, обводненность – 2,4%.

12.01.2017г в скважину спустили манометр на глубину 2240,0м и начали исследование МУО. Замерили забойное давление и температуру при 7мм и 9мм штуцерах. 20.01.2017г закрыли скважину на КВД.

25.01.2017г во время подъема компоновки инструментов градиенты давления и температуры были записаны (рис.3.1.5).

Пластовое давление данного пласта - 20,803 МПа, температура в точке замера 78,494°С. Эффективная проницаемость 4,20мД. Скин-фактор - 12,667, падение скина 8,096 МПа, расчетная степень повреждения пласта 2,01. Во время испытания закрытие скважины 111,4 часов, в поздний период показывают характеристики радиального течения. Так как время закрытия скважины короткое, во время испытания не появилось характеристики границ. Градиент забойного давления показывает, что в стволе газовая фаза, нет заметной поверхности газа и жидкости. Градиент пластового давления показывает, что в стволе существует и двухфазный флюид (нефть и газ), есть заметная поверхность газа и нефти, поверхность находится на глубине 1707,4м.

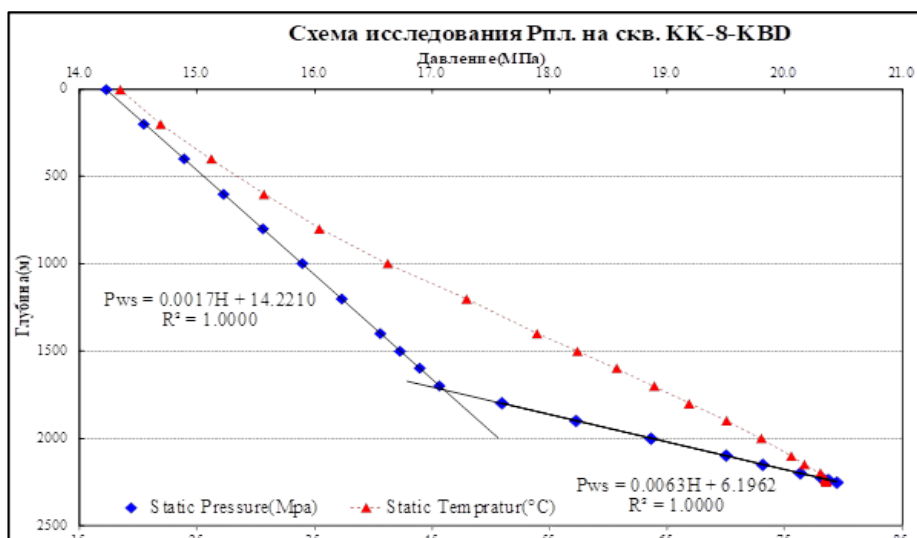


Рис. 3.1.5 - Данные градиента пластового давления и температуры по скважине КК-8

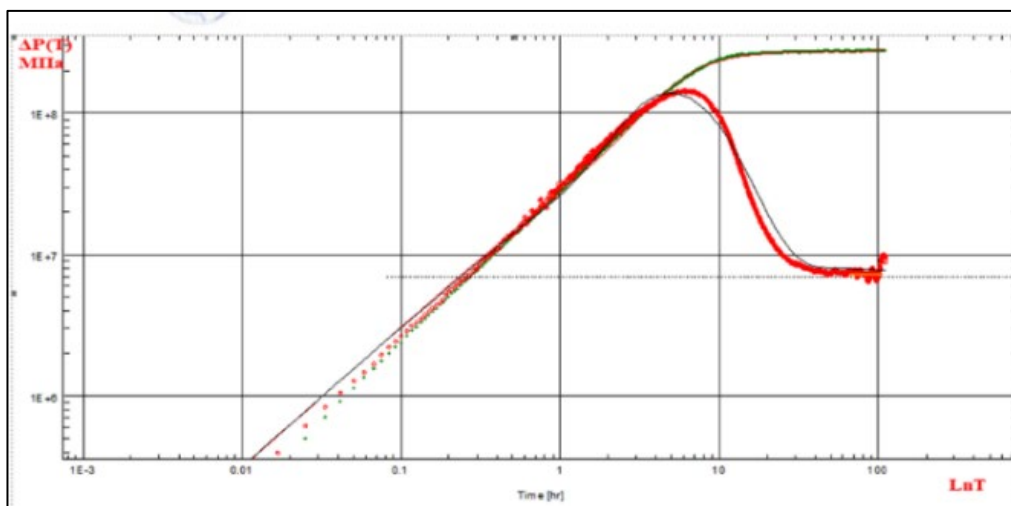


Рис. 3.1.6 – Кривая восстановления давления методом касательной скважины КК-8. КВД

**Скважина КК-11.** 09.12.2017г в скважину спустили манометр на глубину 2131м и начали исследование МУО. Замерили забойное давление и температуру при 3мм, 5мм и 9мм штуцерах. Потом закрыли скважину на КВД.



Пластовое давление данного пласта - 20,61 МПа, температура в точке замера 77,52°С. Эффективная проницаемость 106 мД. Во время подъема компоновки инструментов градиенты давления и температуры были записаны (рис.3.1.7).

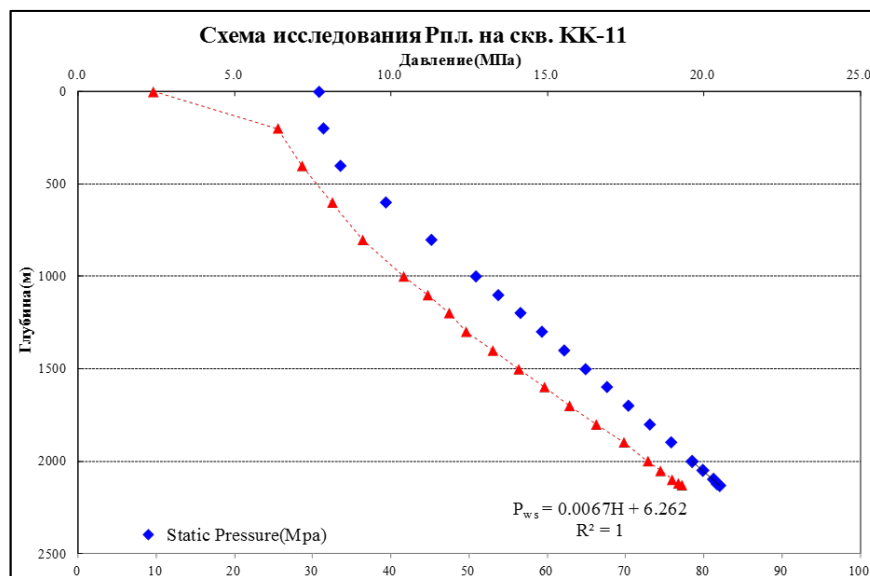


Рис. 3.1.7 - Данные градиента пластового давления и температуры по скважине КК-11

Производная кривая давления показывает радиальные и комбинированные признаки пласта. Форма кривой показывает, что после проявления периода продолжительности притока в стволе и эффекта скина, проявились на кривой признаки радиального потока среднего периода, потом кривая шла вверх, и показывает радиальные и комбинированные признаки.

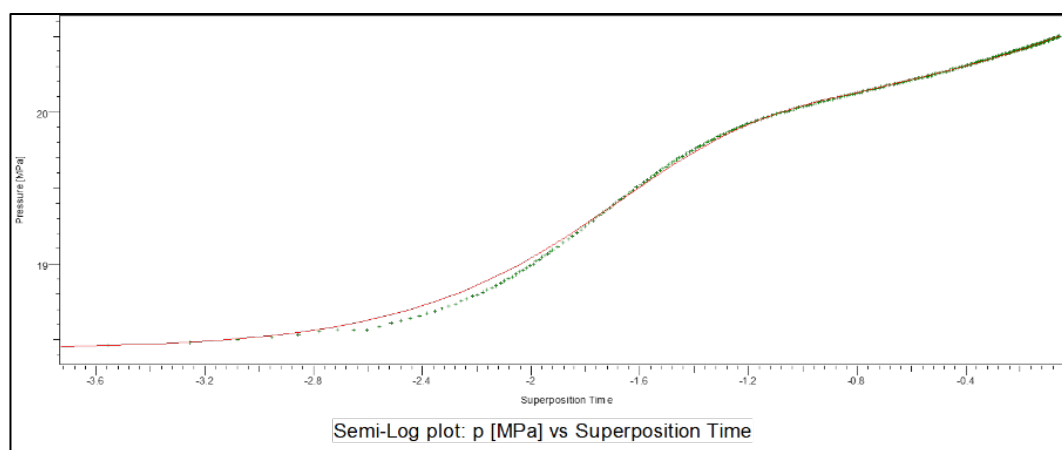


Рис. 3.1.8 – Кривая восстановления давления методом касательной по скважине КК-11

Комбинированный полудиаметр составляет 167м, коэффициент подвижности составляет 1.83, значит, что в пластах, которые находятся дальше призабойной зоны, существует тенденция ухудшения физического свойства пласта. Получен Скин-фактор (-1,81), значит, что забой совершенно или в призабойной зоне не существует загрязнения. Во время испытания, закрыли скважину 155,63ч., проявились на кривой признаки

радиального потока среднего периода, потом кривая показывает признаки радиально-комбинированного. Градиента забойного давления испытания показали, что в стволе является двухфазное состояние.

**Скважина КК-12. 02.11.2018г** в скважину спустили манометр на глубину 2407м. Проводили замер и контроль градиента забойного давления и температуры при 6 мм штуцере, потом закрыли скважину на КВД. Текущее пластовое давление данной скважины 21,61 МПа, температура на точке замера составляет 86,176 °С, коэффициент давления 0,911, что относится к системе нормального давления.

Скин-факторы определены по всем скважинам, по которым были проведены гидродинамические исследования и в основном 67% имеют положительные значения, а остальные 38% отрицательные значения. По скважинам №№15, 19, 20, 23, 24 получены высокие значения скин-фактора (больше 10,0), что говорит о высокой загрязненности призабойных зон этих скважин, что негативно влияет на их производительность. По данным скважинам рекомендуется провести ГТМ по очистке призабойных зон скважин.

Рассматривая объем исследований в целях изучения гидродинамических характеристик объектов на первый взгляд можно сказать, что полным объемом изученности обладают только горизонты Ю-VI-2 и Ю-VI-3. Однако учитывая геологическую структуру других горизонтов, которые в основном представлены в виде отдельных блоков с единичными скважинами, можно сказать, что на данном этапе все горизонты изучены достаточно хорошо. На рисунках 5.3.9-5.3.10 представлены карты охвата ГДИС горизонтов Ю-III, Ю-IV (Ю-IV-I-1, Ю-IV-I-2, Ю-IV-II) и Ю-VI (Ю-VI-I, Ю-VI-II, Ю-VI-III).

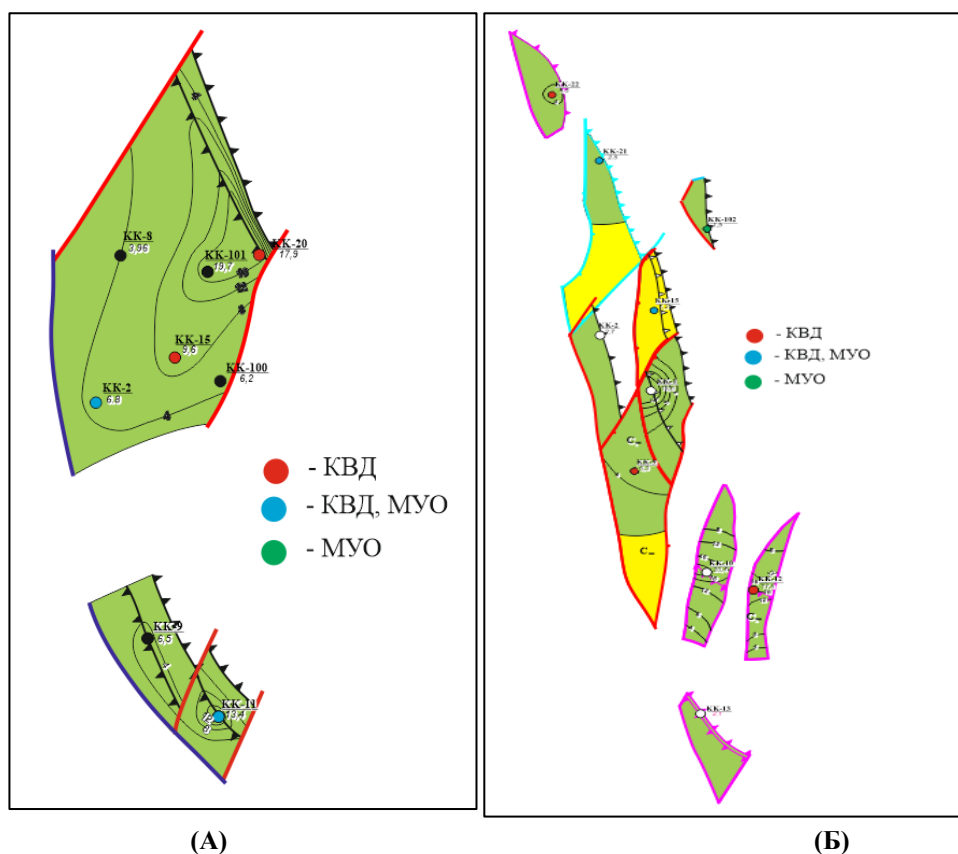


Рис.3.1.9 – Карта охвата ГДИС нефтенасыщенных горизонтов Ю-III (А) и Ю-VI (Б)

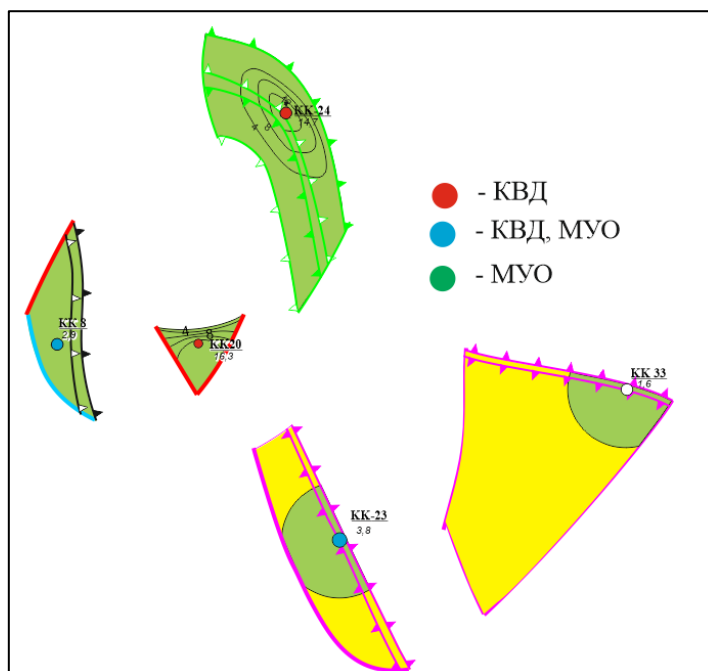
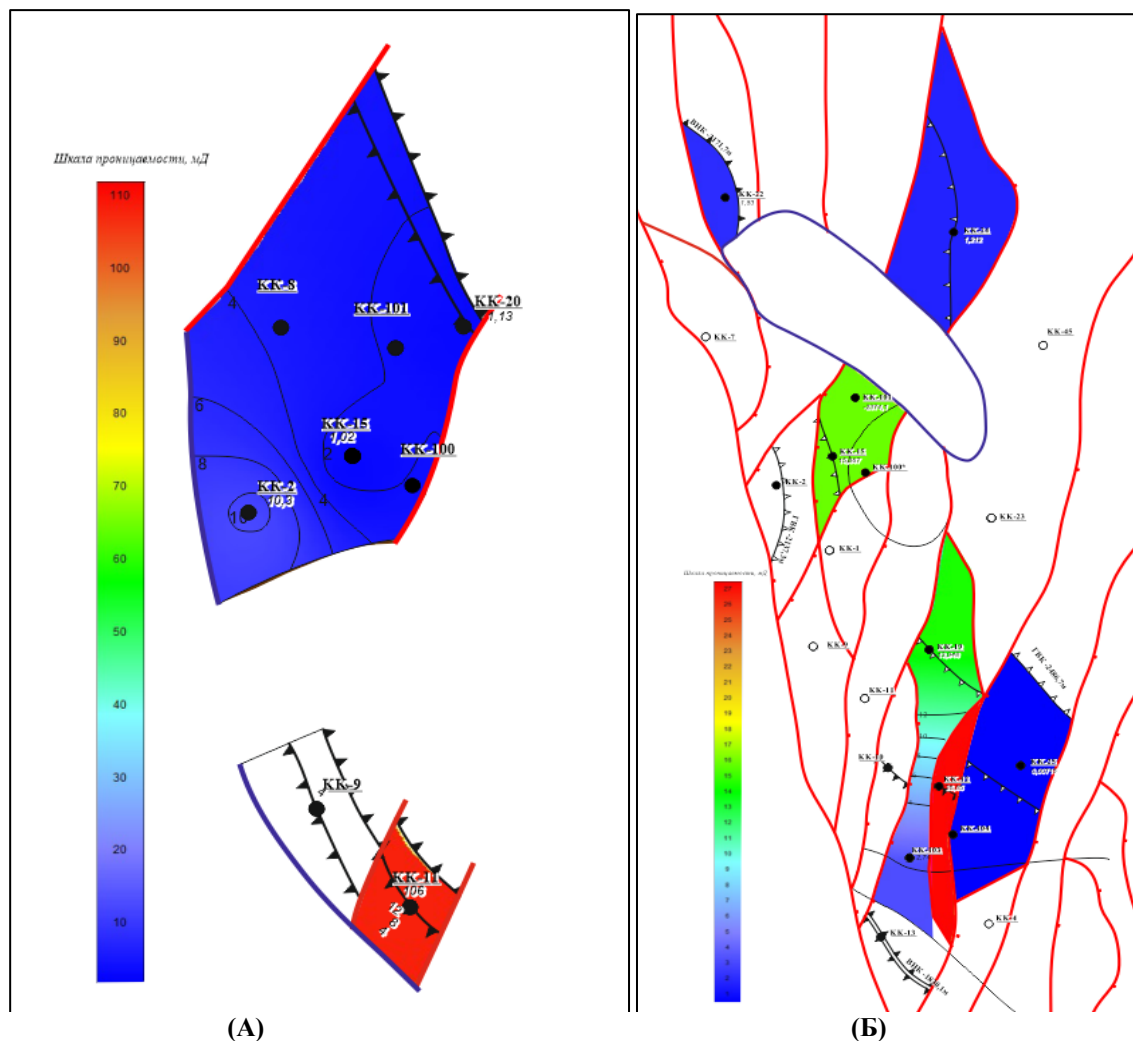


Рис.3.1.10 – Карта охвата ГДИС нефтенасыщенных горизонтов Ю-IV

Практически все горизонты по шкале Теодоровича Г. И. классифицируются как слабопроницаемые и плохопроницаемые. По горизонту Ю-III хорошей проницаемостью по результатам КВД обладает зона вокруг скважины КК-11, расположенная в отдельном блоке. (рисунок 3.1.11). При этом в остальных скважинах на данном горизонте, получены значения ниже  $0,01 \text{ мкм}^2$ . По горизонту Ю-IV-I-1 самое высокое значение проницаемости

( $60,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) было получено в скважине КК-8, при этом в предыдущем исследовании в интервалах 2250-2253м значение проницаемости составило  $4,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Однако высокое значение проницаемости в скважине было получено в интервалах 2239-2244м в зоне газовой шапки.



**Рис.3.1.11 – Карта проницаемости по горизонту Ю-III (А) и горизонту Ю-VI-II (Б)**

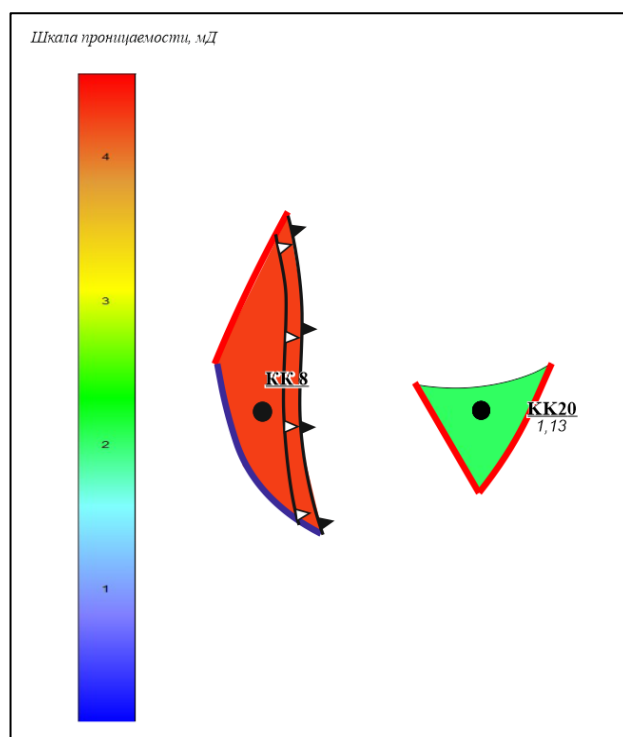


Рис.3.1.12 – Карта проницаемости по горизонту Ю-IV-I-I

Таблица 3.1.4 - Результаты исследований скважин (МУО)

№ скв.	Интервалы перф	Горизонты	Дата исследования	Диам.ш туц., мм	Дебит		Давление, МПа			Коэфф. продукт. , м³/(сут*МПа)	Абс.своб. дебит газа, тыс. м³
					нефти, м³/сут	газа, тыс.м³/сут	Пласт. (По результатам КВД и DST)	Заб.	депрессия		
15	2391-2394, 2380-2383, 2372-2374	Ю-VI-II	15.05.2009	4	4,62	13,29	27,73	14,02	13,7	0,25	780,76
			16.05.2009	5	5,16	14,16		7,85	19,87		
			17.05.2009	6	3,98	13,35		7,49	20,23		
15	2308-2318	Ю-VI-II	22.05.2009	4	5,21	23,63	24,12	23,62	0,5	4,05	277,6
			23.05.2009	5	0,00	56,48		23,1	1		
			23.05.2009	6	2,29	68,09		23,15	0,92		
15	2221-2228	Ю-VI-I	07.06.2009	6	13,76	50,69	23,94	15,3206	8,617	1,33	924,8
			07.06.2009	4	3,36	26,86		18,5965	5,342		
21	2265-2268	Ю-VI-III	19.02.2010	6	61,44	28,903	21,81	11,323	10,487	5,87	-
				7	58	31,786		12,282	9,528		
				9	78,7	40,867		8,513	13,297		
23	2685-2697	Ю-IV-II-2	10.08.2010	3	11,44	17,046	27,88	24,42	3,46	1,9	493,4
				5	13,92	36,785		19,76	8,12		
				7	18,05	52,129		18,16	9,71		
				9	-	-		16,43	11,44		
24	2860-2866	Ю-VI-II	26.10.2011	7	15,84	9,735	36,36	7,74	28,62	0,05	-
			26.10.2011	9	1,6	22,121		5,93	30,43		-
102	2701-2719	Ю-VI-III	11. 09-26. 09.2013	5	35	70	35,5	21,7	13,8	2,536	-
				7	43,2	82,1		17,4	18,1	2,387	-
				9	46	117		4,5	31,0	1,484	-
8	2250,0-2253,0	Ю-IV-I-1	03.02.2017	5	6,15	18,764	20,375	7,685	12,69	52,7	0,48
				7	7,17	21,871	20,375	6,404	13,971	58,5	0,51
				9	11,50	35,054	20,375	4,709	15,666	89,2	0,73
КК-2	2062.0-2064.0	Ю-III	11.09.2017	9	23,59	3,98	21,52	12,85	-	-	-
			12.09.2017	7	22,14	2,783	21,52	9,85	-	-	-
			13.09.2017	5	18,05	2,002	21,52	8,66	-	-	-
КК-11	2137-2143	Ю-III	20.12.2017	3	5,80	-	21,79	20,61	-	-	-
				5	51,02	4,75	21,79	19,67	0,94	54,07	-
				7	97,49	8,75	21,79	18,51	2,10	46,45	-
КК-103	2222-2227	Ю-VI-II	14.03.2019	5	0*	20,831	23,481	9,059	14,422	0,00	27,4
				7	3,57*	23,623	23,481	6,117	17,364	0,21	
				9	2,58*	26,466	23,481	3,844	19,637	0,13	

\* - Дебит конденсата, т/сут

Таблица 3.1.5 - Результаты исследований скважин КВД

№ скв.	Интервалы перфораций	Горизонты	Дата исследования	Пластовое давление, МПа	Проницаемость, мД	Проводимость, мД*м	Проницаемость газовой фазы, мД	Гидропроводность, Д*см/(мПа*с)	Пьезо-проводность, см <sup>2</sup> /с	Скин-фактор	Пластовая температура, °С
КК-15	2391-2394, 2380-2383, 2372-2374	Ю-VI-II	19.05.2009	27,725	0,234	1,87	-	0,083	0,022	3,04	83,63
КК-15	2308-2318	Ю-VI-II	31.05.2009	24,086	30,5	305	-	7,07	4,25	13,7	82,7
КК-15	2221-2228	Ю-VI-I	07.06.2009	23,94	0,83	130	1,36	0,019	0,295	0,417	82,7
КК-15	2160-2170	Ю-III	18.06.2009	23,36	1,02	10,2	-	0,033	0,362	19,4	80,5
КК-19	2627-2635	Ю-VI-II	05.12.2009	27,04	48,1	48,1	-	1,539	17,09	56,6	92,49
КК-19	2584-2587, 2591-2592	Ю-VI-II	18.12.2009	27,45	0,5	2,01	-	0,006	0,178	0,036	92,2
КК-19	2545-2550	Ю-VI-II	28.12.2009	25,86	0,04	0,21	-	0,00003	0,014	-1,31	91,08
КК-19	2410-2415	Ю-VI-I	07.01.2010	24,94	0,16	-	-	0,00013	0,057	0,064	86,92
КК-19	2231-2236	Ю-III	15.01.2010	22,89	0,15	-	-	0,00013	0,053	-0,99	80,45
КК-19	2210-2215	Ю-III	20.01.2010	23,05	0,15	-	-	0,00013	0,001	-0,53	79,94
КК-20	2703,5-2706,5	Ю-VI-III	10.12.2009	31,62	0,007	0,0021	-	0,008	0,0007	5,02	91,26
КК-20	2653-2656	Ю-VI-III	22.12.2009	30,14	0,0024	0,0071	-	0,00008	0,0006	5,55	95,78
КК-15	2155-2178	Ю-III	15.04.2009	14,573	-	-	-	-	-	-	44,67
КК-19	2737 -2742	Ю-VI-II	17.11.2009	28,18	20,6	-	-	-	-	21,2	79,93
КК-19	2584 - 2592	Ю-VI-II	20.12.2009	27,25	0,5	-	-	-	-	0,036	92,2
КК-20	2616-2619	Ю-VI-III	05.01.2010	32,27	6,47	-	0,2	0,00324	0,0266	12	94,58
КК-20	2570-2573, 2576-2586	Ю-VI-III	14.01.2010	31,04	0,0082	0,011	-	-	-	11,2	93,99
КК-20	2391-2394	Ю-IV-I-1	-	29,65	0,06	-	-	0,00036	0,0003	27,7	85,72
КК-20	2349-2352, 2356-2380	Ю-IV-I-1	27.01.2010	28,02	3,87	-	-	0,18	0,0207	13,6	84,05
КК-20	2242-2259	Ю-III	02.02.2010	25,49	0,26	4,41	-	0,0144	0,0014	1,02	79,64
КК-20	2226-2231	Ю-III	09.02.2010	25,42	1,13	5,63	-	0,0173	0,0066	0,953	79,11
КК-21	2299-2307	Ю-VI-III	13.02.2010	24,7	0,067	0,533	-	0,0054	0,0004	2,88	84,2
КК-21	2265-2268	Ю-VI-III	18.02.2010	21,81	33,6	224	2,15	1,28	25,59	5,45	81,82
КК-22	2228,5-2230, 2235-2236,5, 2239-2242, 2246-2248	Ю-VI-II	23.04.2011	19,97	1,53	11,5	-	0,092	1,087	-1,63	85,04
КК-23	3007-3010	Ю-VI-III	29.07.2010	33,36	0,029	0,086	-	0,0002	0,0206	-0,38	100,42
КК-23	2685-2697	Ю-IV-II-2	07.08.2010	28,06	5,45	64,5	-	0,1199	1,0564	58,3	89,27
КК-23	2497-2505, 2507-2509, 2513-2515	Ю-IV-I-2	15.08.2010	29,99	0,076	0,917	-	0,0213	0,0289	-0,474	86,64
КК-23	2685-2697	Ю-IV-I-2	10.08.2010	27,88	5,45	-	-	-	-	58,3	89,27
КК-24	2908-2916	Ю-VI-II	24.10.2011	29,755	0,047	-	-	-	-	21,6	100,23
КК-24	3109-3114, 3129-3133, 3152-3154	Ю-VI-III	22.09.2011	39,87	0,0476	0,333	-	0,04	0,0121	7,8	108,54
КК-24	3009-3015	Ю-VI-III	02.10.2011	37,99	1,37	28,9	0,207	0,685	0,584	0,641	103,21
КК-24	2960-2973	Ю-VI-III	13.10.2011	37,63	0,061	0,6	-	0,068	0,0116	5,85	99,325
КК-24	2908-2916	Ю-VI-III	24.10.2011	30,05	0,047	0,305	-	0,0004	0,0125	21,6	100,23
КК-24	2860-2866	Ю-VI-II	28.10.2011	36,36	3,34	16,4	-	0,802	1,48	4,38	97,16
КК-24	2830-2833	Ю-VI-II	03.11.2011	32,76	0,249	0,449	-	0,0017	0,0237	6,49	97,94
КК-24	2703-2714	Ю-IV-II-1	09.11.2011	27,79	4,15	15,8	-	0,0955	0,0343	20,5	93,04
КК-25	2519-2522, 2530-2532	Ю-VI-II	23.03.2012	28,02	0,0103	0,0517	-	0,0001	0,00008	1,85	90,32
КК-25	2473-2476, 2484-2490	Ю-VI-II	31.03.2012	26,78	0,004	0,034	-	0,0005	0,00019	2,43	88,57
КК-33	3736-3740	Ю-VI-III	29.08.2011	41,25	0,01	0,0339	-	0,004	0,0001	-0,015	120,73
КК-33	3669-3677, 3680-3682	Ю-VI-III	11.09.2011	45,41	0,0051	0,0509	-	0,0018	0,00008	-2,37	119,34
КК-33	3644-3648, 3659-3661	Ю-VI-III	23.09.2011	46,94	0,0081	0,0483	-	0,0036	0,00009	-3,2	118,77
КК-33	3552-3557, 3568-3588	Ю-VI-III	03.10.2011	37,48	0,0005	0,014	-	0,000008	0,00001	1,79	116,83
КК-4	2398-2402	Ю-VI-III	11-31.05.14	23,9	0,167	0,7653	-	0,0076	0,0004	-0,53	85,52
КК-102	2701-2719	Ю-VI-III	11. 09-26.09.2013	35,5	0,462	5,82	-	0,0045	0,0026	-0,753	93,1
КК-102	2650-2657	Ю-VI-III	18.10.2013	27,298	3,07	21,5	-	-	-	0,241	94,1
КК-8	2250,0-2253,0	Ю-IV-I-1	03.02.2017	20,8	4,2	12,59	-	-	0,0004	12,7	78,494
КК-8	2239,0-2244,0	Ю-IV-I-1	30.03.2017	20,2	60,1	331	-	-	-	6,58	79,01
КК-9	2092-2094, 2099-2102	Ю-VI-I	30.10.2017	14,97	26,7	74,7	-	-	-	-0,672	75,49
КК-2	2062.0-2064.	Ю-III	16.09.2017	21,57	10,3	12,4	-	-	-	-2,61	76,856
КК-11	2137-2143	Ю-III	20.12.2017	20,61	106	634	-	-	-	-1,81	77,522
КК-12	2415-2425	Ю-VI-II	02.11.2018	21,61	42,8	214	-	-	-	-0,973	86,176
КК-12	2404-2413	Ю-VI-II	06.02.2019	19,60	10,9	63,3	-	-	-	4,741	86,622
КК-103	2222-2227	Ю-VI-II	14.03.2019	23,481	-	13,42	2,74	-	-	30,89	94,1

## **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.**

#### ***Анализ характеристики фонда скважин.***

В 2019г был выполнен «Подсчет запасов нефти, свободного газа, конденсата и растворенного в нефти газа месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019г» и утвержден ГКЗ РК (протокол №2065-19-У от 04.07.2019г).

В 2019г на основе утвержденных запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Караколь» и принят Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо №13/15 от 12.09.2019г).

Согласно проекту, на месторождении выделено 3 объекта эксплуатации, которые выглядят следующим образом:

- I объект – горизонт Ю-III;
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты 1-1, 1-2);
- III объект – горизонт Ю-VI (пласты 1, 2 и 3).

Согласно протокольному заключению ЦКРР РК Проект разработки месторождения Караколь вступает в силу после перехода на этап добычи (т.е. после полного обустройства месторождения и получения Контракта на добычу). Действовавший на тот момент Контракт на разведку и добычу (Доп. №13 к Контракту №221) имел срок действия до 12 декабря 2019 года, до завершения которого месторождение эксплуатировалось согласно Проекту пробной эксплуатации. В 2020 году между Министерством Энергетики РК и Недропользователем заключен Контракт №4868-УВС от 19 октября 2020г., дающее право на подготовительные работы (до 31 декабря 2022г.) и проведение добычи углеводородов на месторождениях Караколь и Юго-Западный Сарыбулак (до 12 июня 2028г.).

В 2021г подписано дополнение №1 (№4945-УВС от 09.07.2021г) к контракту на добычу углеводородов, согласно которому продолжительность подготовительного периода действует до 30 апреля 2021г.

В 2021г был составлен «Анализ разработки месторождения Караколь» (протокол №18/4 от 14.10.2021г). Рекомендуемым вариантом предусмотрено бурение 8 добывающих скважин, переводы с объекта на объект. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусмотрено внедрение ППД на I объект. Показатели были утверждены на 2021-2023гг.



Фактически месторождение введено в промышленную разработку в июле 2021г.

По состоянию на 01.01.2023г весь пробуренный фонд составил 27 единиц, который распределяется следующим образом:

- ✓ Эксплуатационный фонд – 9скважин (6 действующие, 3 - в бездействии);
- ✓ Наблюдательный фонд – 12 ед.;
- ✓ В консервации – 4 скважины;
- ✓ Ликвидированные по геологическим причинам – 2 скважины;

С начала промышленной разработки бурение новых скважин не осуществлялось.

На рисунке 3.2.1 представлено распределение фонда скважин по объектам и в целом по месторождению.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по объектам (горизонтам) по состоянию на 01.01.2023г.

Фонд скважин		Категория скважин	МЕСТОРОЖДЕНИЕ "КАРАКОЛЬ"												Всего	
			ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ГОРИЗОНТЫ													
			I		II			III								
			Ю-III	Ю-IV-I-1	Ю-IV-I-2	Ю-VI-1	Ю-VI-2		Ю-VI-3							
Эксплуатационный Фонд	Дающие продукцию на конец месяца	Фонтанные								КК-10	КК-12			2		
		ЭЦН											0			
		ВН											0			
		ШГН	КК-101	КК-2									4			
	Итого дающих продукцию:		2	0	0	0	0	2	0				6			
	В простое	Фонтанные											0			
		ЭЦН											0			
		ВН											0			
		ШГН	КК-15				КК-1						1			
	Итого в простое:		1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1			
	Итого действующие:		3	0	0	0	1	2	0	0	0	0	6			
	В бездействии	Фонтанные	КК-11										1			
		ЭЦН											0			
		ВН											0			
		ШГН		КК-20		КК-9						2				
	Итого в бездействии:		1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	3			
	В опробовании / освоении:												0			
	Итого в опроровании/освоении:		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Итого эксплуатационных скважин:			4	1	0	2	0	0	0	0	0	9				
В консервации			КК-19	КК-24	КК-25	КК-4							4			
Итого в консервации			4										4			
Во временной консервации													0			
Итого во временной консервации:			0										0			
Наблюдательный фонд			КК-8	КК-100		КК-22	КК-23	КК-33	КК-5	КК-102	КК-13	КК-103	КК-104	КК-6	КК-21	12
Итого наблюдательных															12	
Находящиеся в бурении и	В бурении														0	
	В простое после бурения														0	
	В консервации														0	
Итого в бурении:			0												0	
Ликвидированные	По геологическим причинам		КК-3	КК-7											2	
	По техническим причинам															
Итого ликвидировано:			2												2	
Итого фонд скважин:															27	

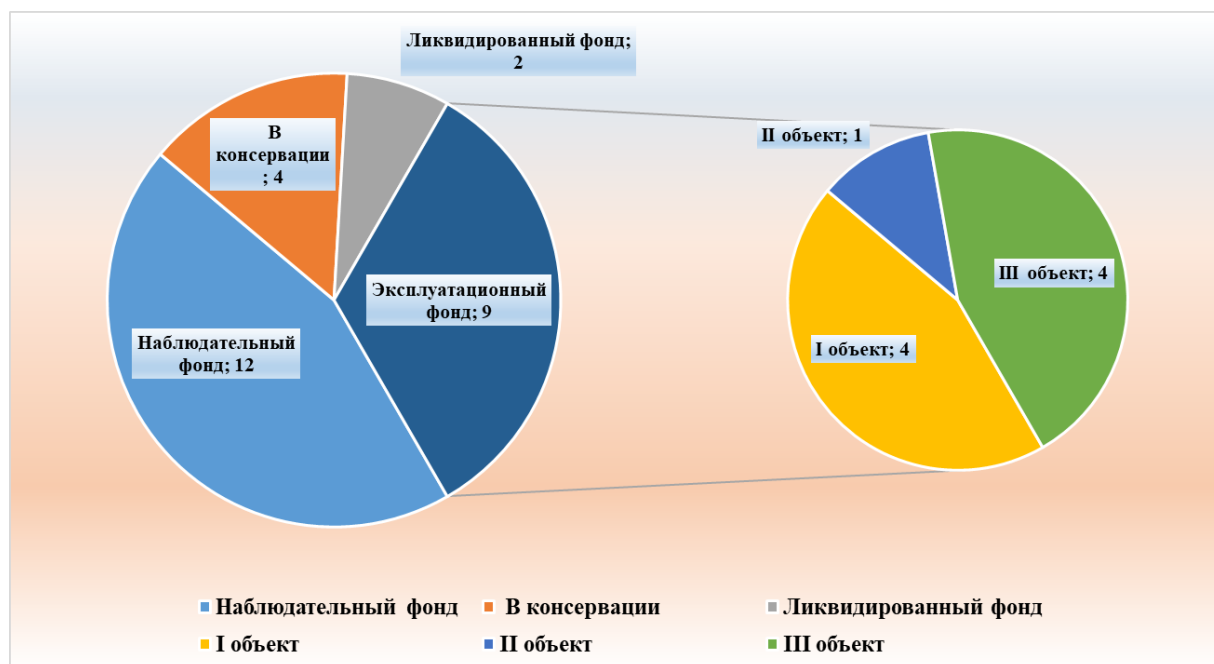


Рис.3.2.1 - Распределение фонда скважин по категориям и по объектам

**I объект.** В эксплуатационном фонде числятся 4 добывающие скважины, из которых три скважины в действующем фонде и эксплуатируются ШГН (№КК-2, КК-15 и КК-101), одна скважины в бездействии (№КК-11).

Фактически объект вступил в промышленную разработку в ноябре 2021г путем ввода скважины КК-2 в эксплуатацию с дебитом нефти 13,8 т/сут.. Скважины КК-15, КК-101 ввелись в декабре 2021г с дебитами нефти 7,8 т/сут и 5 т/сут соответственно. На дату отчета все скважины эксплуатируются с дебитом нефти ниже 5 т/сут.

**II объект.** Залежь вскрыта одной скважиной КК-20, в которой опробовано два объекта. При совместном опробовании интервалов 2349-2352, 2356-2380 м при проведении ИПТ получен приток нефти дебитом 20,3 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 20,7 МПа. В промышленную эксплуатацию скважина вступила в декабре 2021г с дебитом нефти 1,5 т/сут и обводненностью 66%. В июле 2022 года скважина перешла в бездействие.

**III объект.** Объект вступил в промышленную разработку в июле 2021г путем ввода 2 скважин КК-10 и КК-12 с дебитом нефти 17,7 и 35,2 т/сут соответственно. В сентябре 2021г ввелись скважины КК-1 и КК-9 с дебитами нефти 5,5 и 5,1 т/сут соответственно.

В период 2021-2022гг в целом по месторождению коэффициент эксплуатации составлял 0,44 доли ед.(2021г) и 0,53 доли ед (2022г). Стоит отметить, что согласно «АР-2021г» в период 2021-2022г коэффициент эксплуатации был принят на уровне 0,5 доли ед.

В процессе эксплуатации скважин возникали осложнения в виде загрязнения призабойной зоны скважин из-за смоло-парафиновых отложений, вследствие чего для проведения мероприятий по очистке ПЗС (ОГН) скважины периодически

останавливались, что в свою очередь негативно отразилось как на значении коэффициента эксплуатации. В настоящее время из 9 добывающих скважин в эксплуатации находятся 4 скважины, 3 скважины находятся в бездействии и 2 ед. в простое. Основной причиной остановок скважин является низкий динамический уровень в стволе, в следствие чего скважины находятся в ожидании КРС.

Парафиноотложение является одной из главных проблем месторождения. В скважинах регулярно применяется обработка горячей нефтью (ОГН) и парафинорезка (ПР). При этом содержание парафина в нефти на горизонте Ю-III является высокопарафинистой, Также на горизонтах Ю-IV-I, Ю-IV и Ю-VI-I содержание парафина значительно выше чем на других горизонтах. Температура застывания достигает  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В связи с этим при работе скважин на данных горизонтах применяется преимущественно ОГН. На горизонтах Ю-VI-II и Ю-VI-III, где содержание АСПО меньше, применяется парафинорезка (ПР). На рисунках 3.2.2-3.2.4 представлены динамики технологических показателей скважин с указанием проведения ОГН и ПР. По причине высокого содержания АСПО и регулярного применения ОГН, дебит нефти имеет «скачкообразный» характер. На рисунке 3.2.4 представлена динамика работы скважины КК-10 эксплуатирующаяся на горизонте Ю-VI-II, где температура застывания составляет  $16\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Как видно по рисунку, динамика дебита нефти имеет более равномерное падение.

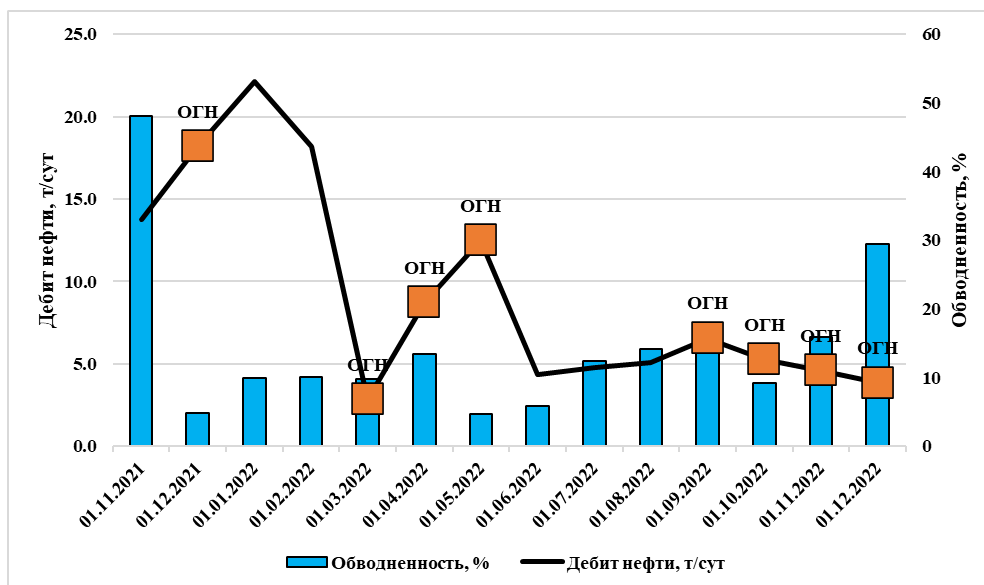


Рис.3.2.2 – Динамика дебита нефти и обводненности. КК-2

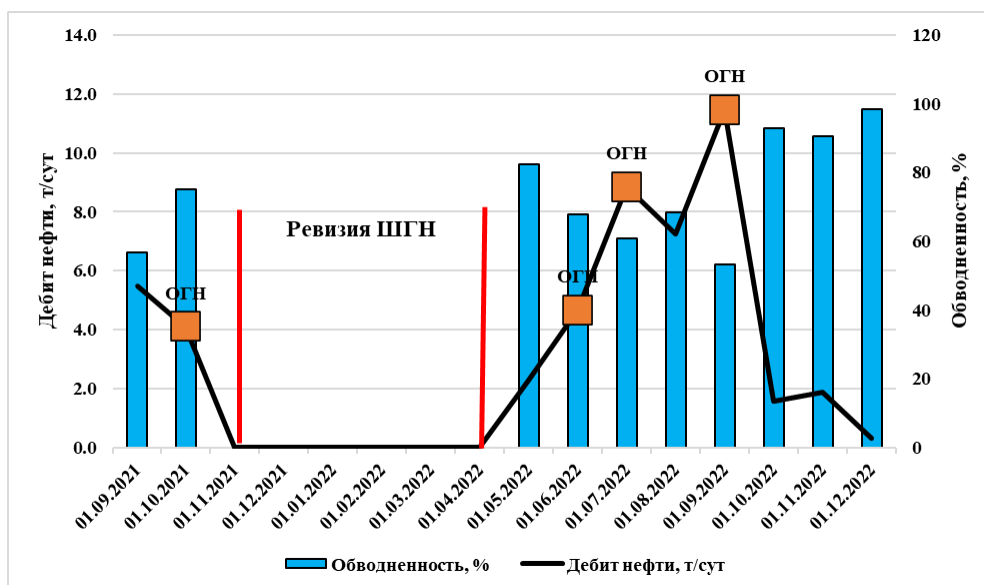


Рис.3.2.3 – Динамика дебита нефти и обводненности. КК-1.

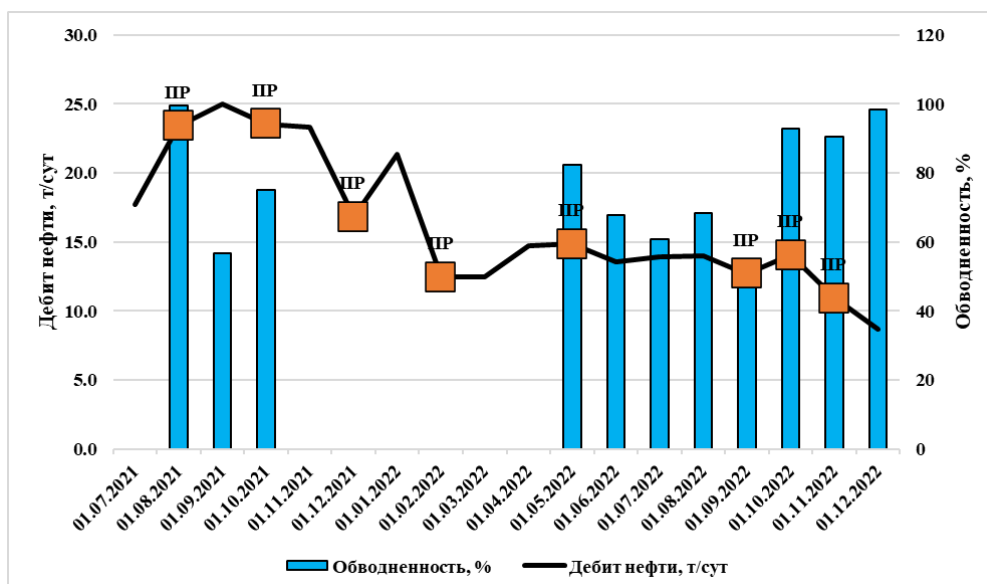


Рис.3.2.4 – Динамика дебита нефти и обводненности. КК-10.

### Характеристика отборов нефти, жидкости и попутного газа

По I объекту согласно «АР-2021г» в 2021г предусматривалось ввести 2 скважины КК-15 и КК-101, что фактически было осуществлено. Также дополнительно была введена скважина КК-2. В целом за 2021г добыто 0,9 тыс.т. нефти, 1 тыс.т. жидкости и 0,07 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. По уточненным показателям добыча нефти составляет 1,2 тыс.т., добыча жидкости 2,3 тыс.т., добыч растворенного газа 0,12 тыс.т. Обводненность составила 8%, согласно АР-2021г обводненность составляет 49,6%. Дебит нефти составил 11 т/сут, при проектном значении 2,3 т/сут. Действующий фонд добывающих скважин составляет 3 ед., согласно АР-2021г 2 ед. Несмотря на больший фонд действующих скважин и дебита нефти в целом по объекту наблюдается недостижение проектного уровня добычи нефти и жидкости. Данный факт связан с тем, что по уточненным

показателям ввод скважин предусматривался с середины 2021г. Фактически скважины начали вводиться в ноябре-декабре 2021 года.

За 2022г добыто 4,5 тыс.т. нефти, 5,4 тыс.т. жидкости и 0,34 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. Согласно уточненным показателям «АР-2021г» предусматривалось добыть 2 тыс.т. нефти, 4,8 тыс.т. жидкости и 0,22 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. Основная причина передостигания проектных показателей связана с большим фондом действующих скважин, которые выше проектного на 1 ед. и составляет 3 ед. Также одним из факторов является дебит нефти, который составил 5 т/сут, при проектном значении 3,6 т/сут. Накопленная добыча нефти на конец года составила 13,5 тыс.т., при проектном значении 11,3 тыс.т. Текущий КИН составляет 0,008 доли ед., при проектном значении 0,007 доли ед.

**По II объекту**, согласно уточненным показателям, рекомендовалось ввести 1 скважину КК-20, что по факту осуществлено. Аналогично I объекту разработку II объекта рекомендовалось начать с середины 2021г. По факту скважина введена в ноябре 2021г, по причине чего наблюдается недостижение проектных показателей. В целом добыча нефти должна была составлять 1,8 тыс.т., добыча жидкости 2,8 тыс.т., добыча растворенного газа 0,34 млн.м<sup>3</sup>. По факту за 2 месяца добыто 0,05 тыс.т. нефти, 0,14 тыс.т. жидкости и 0,001 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. Стоит отметить, что дебит нефти также ниже проектного значения и составляет 1,5 т/сут, при проектном 7,1 т/сут. Обводненность выше проектного значения на 31% и составляет 67%.

За 2022г добыто 0,2 тыс.т. нефти, 0,6 тыс.т. жидкости и 0,005 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. Согласно уточненным показателям объем добычи должен был составлять: 2 тыс.т. по нефти, 3,5 тыс.т. по жидкости и 0,39 млн.м<sup>3</sup> по растворенному газу. Причина недостижения проектных показателей связана с тем, что скважина КК-20 проработала полгода и в июле 2022г перешла в бездействие. Также в 2022г предусматривалось ввести в эксплуатацию скважину КК-23, что фактически не осуществлено. Дебит нефти составил 1,3 т/сут при значении АР-2021г 5,5 т/сут. Накопленная добыча нефти составляет 1,67 тыс.т., при проектном значении 2 тыс.т. Текущий КИН составляет 0,002 доли ед., при проектном значении 0,007 доли ед. По состоянию на 01.01.2023г объект не разрабатывается.

**По III объекту** согласно «АР-2021г» предусматривалось ввести три скважины КК-2, КК-10 и КК-102. Фактически были введены скважины КК-1, КК-9, КК-10 и КК-12. При этом скважина КК-1 проработала 3 месяца, после чего была введена в бездействующий фонд. Добыча нефти составила 6,7 тыс.т., добыча жидкости 7,1 тыс.т., добыча растворенного газа 0,8 млн.м<sup>3</sup>. Согласно уточненным показателям объем добычи должен

был составлять: по нефти 5,5 тыс.т., по жидкости 5,7 тыс.т., по растворенному газу 1,5 млн.м<sup>3</sup>. Превышение добычи нефти и жидкости связано с тем, что фактический дебит нефти составил 15 т/сут, при проектном значении 7,3 т/сут. Обводненность за 2021г составила 5,5%, при проектном значении 4,6%.

За 2022 добыто 6,7 тыс.т. нефти, 11 тыс.т. жидкости и 0,77 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. Согласно уточненным показателям проектная добыча должна была составлять: 6,3 тыс.т. нефти, 7,1 тыс.т. жидкости и 1,68 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. В целом показатели по добыче нефти находится в пределах допустимых значений. Достижение проектной добычи нефти достигается за счет дебита нефти, который составляет 9,9 т/сут при проектном значении 7,1 т/сут. Обводненность выше проектной на 29% и составляет 39,8%. Накопленная добыча составляет 25,1 тыс.т., при проектном значении 23,5 тыс.т. Текущий составляет 0,017 доли ед., при проектном значении 0,016 доли ед.

В целом по месторождению за 2021г добыча нефти составила 7,7 тыс.т., добыча жидкости 17 тыс.т., добыча растворенного газа 0,87 млн.м<sup>3</sup>. Согласно уточненным показателям проектная добыча нефти составляла 8,4 тыс.т., добыча жидкости 10,8 тыс.т., добыча растворенного газа 1,9 млн.м<sup>3</sup>. Отклонение от проектного уровня добычи нефти составляет 8,7%. Фонд действующих добывающих скважин выше проектного на 1 ед. Дебит нефти выше проектного в 2,5 раза и составляет 13,7 т/сут. В целом проектная добыча была достигнута за счет ввод скважин на III объекте.

В 2022г добыто 11,3 тыс.т. нефти, 17 тыс.т. жидкости и 1,1 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. Согласно «АР-2021г» проектная добыча нефти составляет 10,4 тыс.т., добыча жидкости 15,3 тыс.т. жидкости и 2,3 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. В целом проектный уровень добычи нефти был достигнут. Отклонение по добыче нефти составляет 9%. Достижение связано с дебитом нефти и коэффициентом эксплуатации, которые составляют 6,5 т/сут (при проектном 6,5 т/сут) и 0,59 доли ед. (при проектном 0,5 доли ед.) соответственно. Фонд действующих добывающих скважин при этом составил 6 ед., при проектном 9 ед. Накопленная добыча в целом по месторождению составила 40,2 тыс.т., что практически соответствует проектному показателю 40 тыс.т. Текущий КИН соответствует проектному и составляет 0,010 доли ед.

Таблица 3.2.2 – Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год			
			2021		2022	
			АР-2021г	факт	АР-2021г	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	8.4	7.7	10.4	11.33
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	29.6	28.90	40.0	40.23
2.1	В т.ч. во время испытания скважин	тыс.т	-	14.18	-	17.04
3	Добыча нефтяного газа	млн.м <sup>3</sup>	1.91	0.873	2.28	1.116
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м <sup>3</sup>	5.36	4.328	7.64	5.444
5	Текущий КИН	%	0.008	0.007	0.010	0.010
6	Темп отбора от НИЗ	%	0.010	0.009	0.012	0.014
7	Темп отбора от ТИЗ	%	1.03	0.94	1.29	1.40
8	Отбор от НИЗ	%	3.54	3.46	4.78	4.81
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	227.8	113.92	219.6	98.43
10	Среднегодовая обводненность	%	22.4	6.88	32.3	33.44
11	Добыча жидкости	тыс.т	10.8	8.23	15.3	17.03
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	38.8	36.25	54.1	53.28
13	Ввод добывающих скважин	ед.	2	14	1	0
	из разведочного фонда	ед.	2	14	1	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0
14	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	13
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	0	0
	в наблюдательный фонд	ед.	0	0	0	13
15	Фонд добывающих скв. на конец года	ед.	10	22	11	9
16	Действ. фонд добывающих скв. на конец года	ед.	6	7	9	6
17	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	5.6	13.69	6.2	6.53
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	7	14.70	9	9.81
19	Коэф. эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0.50	0.31	0.50	0.59



Таблица 3.2.3 – Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год			
			2021		2022	
			АР- 2021г	факт	АР- 2021г	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	1.2	0.91	2.0	4.47
	из переходящих скважин	тыс.т	1.2	0.32	2.0	4.47
	из новых скважин	тыс.т	0.00	0.59	0.00	0.00
	мех. способом	тыс.т	1.2	0.91	2.0	4.47
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	9.20	9.01	11.30	13.48
3	Добыча нефтяного газа	млн.м <sup>3</sup>	0.12	0.072	0.22	0.338
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м <sup>3</sup>	0.61	0.559	0.82	0.897
5	Текущий КИН	д.ед.	0.005	0.005	0.007	0.008
6	Темп отбора от НИЗ	%	0.33	0.25	0.55	1.22
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0.34	0.26	0.56	1.26
8	Отбор от НИЗ	%	2.52	2.47	3.10	3.69
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	106	78.91	106	75.67
10	Среднегодовая обводненность	%	49.6	8.38	57.4	17.49
	из переходящих скважин	%	49.6	8.32	57.4	17.49
	из новых скважин	%	0.00	8.42	0.00	0.00
	мех. способом	%	49.6	8.38	57.4	17.49
11	Добыча жидкости	тыс.т	2.3	1.00	4.8	5.42
	из переходящих скважин	тыс.т	2.3	0.3	4.8	5.4
	из новых скважин	тыс.т	0.0	0.65	0.0	0.00
	мех. способом	тыс.т	2.3	1.00	4.8	5.42
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	14.3	13.0	19.1	18.4
13	Эксплуатационное бурение	тыс.м	0.0	0.00	0.0	0.00
14	Ввод добывающих скважин	ед.	0	3	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0
	из разведочного фонда	ед.	0	3	0	0
	из другого объекта	ед.	0	0	0	0
	из консервации	ед.	0	0	0	0
14	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	2
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	0	0
	в наблюдательный фонд	ед.	0	0	0	2
15	Фонд добывающих скв. на конец года	ед.	3	6	3	4
16	Действ. фонд добывающих скв. на конец года	ед.	2	3	3	3
17	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	2.30	10.98	3.60	5.01
	из переходящих скважин	т/сут	2.30	6.41	3.60	5.01
	из новых скважин	т/сут	0.00	17.92	0.00	0.00
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	5.00	11.99	19.10	6.07
	из переходящих скважин	т/сут	4.80	6.99	19.10	6.07
	из новых скважин	т/сут	0.00	19.57	0.00	0.00
19	Коэффициент использования скважин	д.ед.	0.7	0.5	1.0	0.8
20	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0.50	0.15	0.50	0.61
21	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин	10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup> /га	177.1	88.6	177.1	132.9
22	Удельные остаточные балансовые запасы на 1 скв	тыс.т/скв	566.0	283.0	566.0	424.5

Таблица 3.2.4 – Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год			
			2021		2022	
			АР-2021г	факт	АР-2021г	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	1.8	0.05	2.0	0.22
	из переходящих скважин	тыс.т	1.8	0.05	0.0	0.22
	из новых скважин	тыс.т	0.00	0.00	2.0	0.00
	мех. способом	тыс.т	1.8	0.05	2.0	0.22
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	3.2	1.45	5.2	1.67
3	Добыча нефтяного газа	млн.м <sup>3</sup>	0.34	0.001	0.39	0.0048
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м <sup>3</sup>	0.76	0.421	1.15	0.4254
5	Текущий КИН	д.ед.	0.004	0.002	0.007	0.002
6	Темп отбора от НИЗ	%	1.19	0.03	1.32	0.15
7	Темп отбора от ТИЗ	%	1.20	0.03	1.35	0.15
8	Отбор от НИЗ	%	2.12	0.96	3.44	1.10
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	192	22.30	192	22.12
10	Среднегодовая обводненность	%	36.6	67.66	41.7	62.35
	из переходящих скважин	%	36.6	67.66	41.7	62.35
	из новых скважин	%	0.0	0.00	0.0	0.00
	мех. способом	%	36.6	67.66	41.7	62.35
11	Добыча жидкости	тыс.т	2.8	0.14	3.5	0.58
	из переходящих скважин	тыс.т	2.8	0.1	3.5	0.6
	из новых скважин	тыс.т	0.0	0.00	0.0	0.00
	мех. способом	тыс.т	2.8	0.14	3.5	0.58
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	5.9	3.2	9.4	3.8
13	Эксплуатационное бурение	тыс.м	0.0	0.00	0.0	0.00
14	Ввод добывающих скважин	ед.	0	2	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0
	из разведочного фонда	ед.	0	2	0	0
	из другого объекта	ед.	0	0	0	0
	из консервации	ед.	0	0	0	0
14	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	3
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	0	0
	в наблюдательный фонд	ед.	0	0	0	3
15	Фонд добывающих скв. на конец года	ед.	2	4	2	1
16	Действ. фонд добывающих скв. на конец года	ед.	1	1	2	0
17	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	7.1	1.48	5.5	1.26
	из переходящих скважин	т/сут	7.1	1.48	5.5	1.26
	из новых скважин	т/сут	0.0	0.00	0.0	0.00
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	11.0	4.58	9.0	3.34
19	из переходящих скважин	т/сут	11.0	4.58	9.0	3.34
20	из новых скважин	т/сут	0.0	0.00	0.0	0.00
21	Коэффициент использования скважин	д.ед.	0.5	0.3	1.0	0.0
22	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0.50	0.17	0.50	0.48
23	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин	10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup> /га	144.3	72.1	144.3	288.5
24	Удельные остаточные балансовые запасы на 1 скв	тыс.т/скв	372.0	186.0	372.0	744.0

Таблица 3.2.5 – Сравнение проектных и фактических показателей по III объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год			
			2021		2022	
			АР- 2021г	факт	АР- 2021г	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	5.5	6.71	6.3	6.65
	из переходящих скважин	тыс.т	5.5	6.48	5.1	6.65
	из новых скважин	тыс.т	0.00	0.23	1.2	0.00
	мех. способом	тыс.т	5.5	6.71	6.3	6.65
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	17.2	18.44	23.5	25.09
3	Добыча нефтяного газа	млн.м <sup>3</sup>	1.45	0.800	1.68	0.7725
4	Накопленная добыча нефтяного газа	млн.м <sup>3</sup>	3.99	3.348	5.67	4.1208
5	Текущий КИН	д.ед.	0.012	0.012	0.016	0.017
6	Темп отбора от НИЗ	%	1.72	2.10	1.97	2.08
7	Темп отбора от ТИЗ	%	1.78	2.18	2.08	2.20
8	Отбор от НИЗ	%	5.38	5.76	7.34	7.84
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	265	119.30	265	116.25
10	Среднегодовая обводненность	%	4.6	5.45	10.9	39.75
	из переходящих скважин	%	4.6	5.62	4.1	39.75
	из новых скважин	%	0.0	0.60	31.9	0.00
	мех. способом	%	3.51	5.45	11.27	39.75
11	Добыча жидкости	тыс.т	5.7	7.10	7.1	11.03
	из переходящих скважин	тыс.т	5.7	6.9	5.4	11.0
	из новых скважин	тыс.т	0.0	0.23	1.7	0.00
	мех. способом	тыс.т	5.7	7.10	7.1	11.03
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	53.0	20.0	92.5	31.0
13	Эксплуатационное бурение	тыс.м	0.0	0.00	0.0	0.00
14	Ввод добывающих скважин	ед.	2	9	1	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0
	из разведочного фонда	ед.	2	9	1	0
	из другого объекта	ед.	0	0	0	0
	из консервации	ед.	0	0	0	0
14	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	8
	в т.ч. под закачку	ед.	0	0	0	0
	в наблюдательный фонд	ед.	0	0	0	8
15	Фонд добывающих скв. на конец года	ед.	5	12	6	4
16	Действ. фонд добывающих скв. на конец года	ед.	3	3	4	3
17	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	7.3	15.04	7.1	9.92
	из переходящих скважин	т/сут	7.3	17.28	5.4	9.92
	из новых скважин	т/сут	0.0	3.25	1.7	0.00
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	7.7	15.91	9.5	16.46
19	Коэффициент использования скважин	д.ед.	0.6	0.3	0.7	0.8
20	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0.50	0.41	0.50	0.61
21	Плотность сетки добывающих и нагн. скважин	10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup> /га	122.3	51.0	101.9	152.9
22	Удельные остаточные балансовые запасы на 1 скв	тыс.т/скв	296.8	123.7	247.3	371.0

### Характеристика энергетического состояния залежей

С целью контроля за разработкой и энергетическим состоянием залежей на месторождении проводятся замеры давления, динамических и статических уровней. Также для анализа были использованы расчётные данные по пластовому давлению по результатам МУО и КВД.

На месторождении для определения пластового и забойного давлений проведены 133 замера пластовых давлений и 2248 замеров динамических уровней. По большинству скважин текущие пластовые давления определены расчетным путем. После ПР-2019г на месторождении было проведено: 2 КВД, 18 замеров статического уровня, 10 прямых замеров пластового давления и 790 замеров динамического уровня.

Результаты замеров пластового давления приведены в таблице 5.3.5.

В «Анализе разработки...» (2021г) отмечалось, что в некоторых случаях оценки по результатам расчета статических уровней выявляются некорректные данные. Для примера на рисунках 3.2.6-3.2.7 представлены динамики пластовых давлений скважин, КК-9 и КК-23. Скважина КК-9 также проперфорирована на горизонте Ю-III и расположена в отдельном блоке. По результатам статических уровней пластовое давление варьируется от 13,4 МПа до 22,2 МПа. При этом скважина не осуществляла эксплуатацию на горизонте. Аналогичная ситуация возникает в скважине КК-23, которая вела эксплуатацию горизонта Ю-IV-I-2. Учитывая сильную разрозненность полученных результатов, данные значения носят лишь оценочный характер.

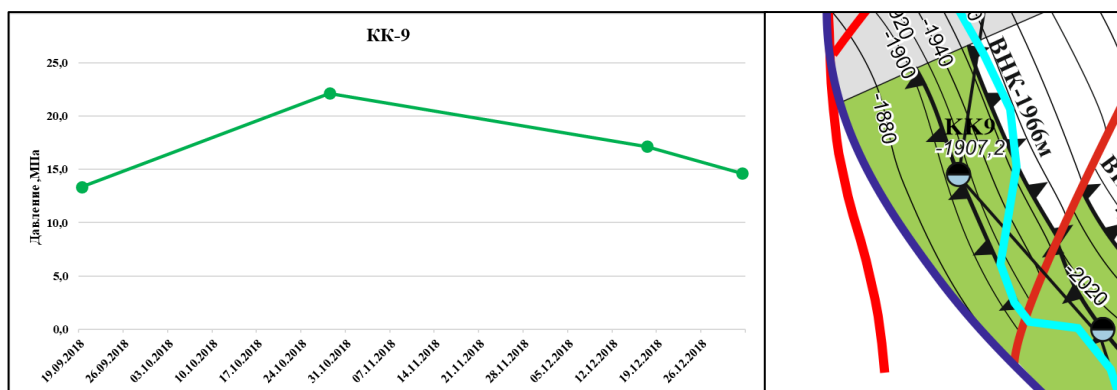
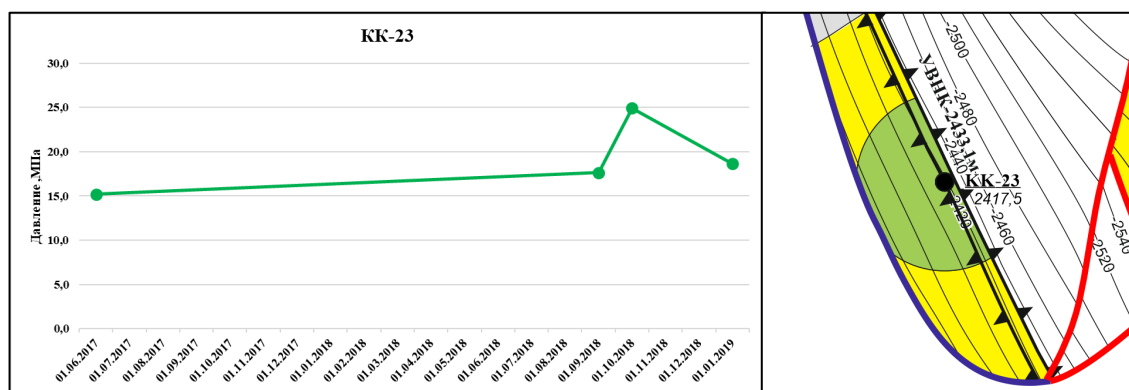


Рис.3.2.5 – Динамика пластового давления скважины КК-9. Горизонт Ю-IV-I-1.



**Рис.3.2.6 – Динамика пластового давления скважины КК-23. Горизонт Ю-IV-I-2.**

Начальное пластовое давление горизонта Ю-III составляет 23,36 МПа. Энергетическое состояние основного блока определялось по замерам статических уровней по скважинам КК-8, КК-100 и КК-101 и в среднем составило 18,6 МПа. По скважине КК-11, располагающейся на отдельном блоке, пластовое давление составила 8,5 МПа. По результатам забойных давлений, определенных расчетным путем по динамическому уровню, скважины КК-2, КК-15 и КК-101 работают с забойными давлениями 12,7 МПа, 9,8 МПа и 11 МПа соответственно. Стоит также отметить, что в данном районе скважин давление насыщения, определенным по пробе из скважины КК-2, составляет 11,2 МПа, однако увеличение ГФ по данным скважинам КК-15 и КК-101 не наблюдается. Необходимо провести отбор глубинных проб для уточнения давления насыщения данного блока, так как данный район скважин является основным на горизонте.

Согласно представленным результатам замеров пластового давления (таблица.3.2.6) видно, что пластовое давление изменяется с увеличением глубины замера. Пластовое давление по скважинам горизонта Ю-III является невозстановленным. По большинству скважин текущие пластовые давления определены расчетным путем. Однако, следует отметить, что текущие пластовые давления, а также средние значения забойного давления являются лишь оценочными и используются для обобщенного анализа.

Горизонт Ю-IV-I-I пластовое давление было замерено в скважинах КК-20 и КК-5. Начальное пластовое давление, замеренное в скв КК-20 составляет 28,02 МПа. Текущее пластовое давление составляет 19,1 МПа. На данный момент скважина КК-20 эксплуатируется с забойным давлением 9,9 МПа.

Горизонт Ю-IV-I-2. Начальное пластовое давление составляет 29,9 МПа. Последний замер пластового давления был замерен по скважине КК-33 и составляет 5,2 МПа, что является аномально низким значением. Необходимо провести исследование КВД для подтверждения энергетического состояния района скважины КК-33. В 2021г

также было определено пластовое давление по скважине КК-23, которое составило 19,2 МПа.

Начальное пластовое давление горизонта Ю-VI-1 определен 2-мя скважинами КК-15 и КК-19 и составило 24,4 МПа. В 2022г был проведен замер в скважине КК-102, согласно которому пластовое давление составляет 23,9 МПа. На дату проекта горизонт разрабатывается 2 добывающими скважинами КК-1 и КК-9, по которым забойное давление составляет 9,2 и 17,2 МПа соответственно. Аналогично горизонту Ю-III скважины эксплуатируются ниже принятого давления насыщения (17,6 МПа), однако увеличение ГФ по скважинам не наблюдается. Необходимо провести отбор и анализ глубинных проб с действующих скважин.

Начальное пластовое давление по горизонту Ю-VI-2 составляет 27,7 МПа. Текущее среднее пластовое давление, полученное по результатам прямых замеров в скважинах КК-22, КК-13, КК-12 и КК-103, составляет 17,9 МПа. Стоит отметить, что характеризовать пластовое давление в целом по горизонту является некорректным в связи с их большой блочностью. Так по замерам динамических уровней, который был произведен в скважинах КК-10 и КК-12, согласно которым текущее забойное давление скважин составляет 26,7 и 19,4 МПа соответственно. При этом согласно замеру пластового давления проведенному в скважине КК-12, текущее пластовое давление составило 21,6 МПа. Результаты замеров пластового давления по скважинам приведены в таблице 3.2.6.

Горизонт Ю-VI-3 (V объект) данный горизонт представлен скважиной КК-21. На данном горизонте замеров пластового давления по данной скважине не произведено. Начальное пластовое давление составляет 31,62 МПа. По состоянию на 01.01.2023 данный горизонт не разрабатывается.

Стоит отметить, что в целом всем объектам отмечается сильный разброс пластовых давлений, что связано с большой блочностью продуктивных горизонтов. С целью уточнения энергетического состояния залежи, фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и продуктивной характеристики скважин рекомендуется продолжить прямые замеры пластовых и забойных давлений. Также рекомендуется выполнение ГТМ по снижению значения скин-фактора, результат которого отмечается увеличением значения коэффициента продуктивности.

Таблица 3.2.6 - Результаты замеров пластового давления

№ Скважины	Дата	Интервал перфорации	Горизонты	Исследование	Рпл, МПа
1	2	3	4	5	6
КК-15	19.05.2009	2391-2394, 2380-2383, 2372-2374	Ю-VI-II	КВД	27.725
КК-15	31.05.2009	2308-2318	Ю-VI-II	КВД	24.086
КК-15	07.06.2009	2221-2228	Ю-VI-I	КВД	23.94
КК-15	18.06.2009	2160-2170	Ю-III	КВД	23.36
КК-19	05.12.2009	2627-2635	Ю-VI-II	КВД	27.04
КК-19	18.12.2009	2584-2587, 2591-2592	Ю-VI-II	КВД	27.45
КК-19	28.12.2009	2545-2550	Ю-VI-II	КВД	25.86
КК-19	07.01.2010	2410-2415	Ю-VI-I	КВД	24.94
КК-19	15.01.2010	2231-2236	Ю-III	КВД	22.89
КК-19	20.01.2010	2210-2215	Ю-III	КВД	23.05
КК-20	10.12.2009	2703,5-2706,5	Ю-VI-III	КВД	31.62
КК-20	22.12.2009	2653-2656	Ю-VI-III	КВД	30.14
КК-20	05.01.2010	2616-2619	Ю-VI-III	КВД	32.27
КК-20	14.01.2010	2570-2573, 2576-2586	Ю-VI-III	КВД	31.04
КК-20	-	2391-2394	Ю-IV-I-1	КВД	29.65
КК-20	27.01.2010	2349-2352, 2356-2380	Ю-IV-I-1	КВД	28.02
КК-20	02.02.2010	2242-2259	Ю-III	КВД	25.49
КК-20	09.02.2010	2226-2231	Ю-III	КВД	25.42
КК-21	13.02.2010	2299-2307	Ю-VI-III	КВД	24.7
КК-21	18.02.2010	2265-2268	Ю-VI-III	КВД	21.81
КК-22	23.04.2011	2228,5-2230, 2235-2236,5, 2239-2242, 2246-2248	Ю-VI-II	КВД	19.97
КК-23	29.07.2010	3007-3010	Ю-VI-III	КВД	33.36
КК-23	07.08.2010	2685-2697	Ю-IV-II-2	КВД	28.06
КК-23	15.08.2010	2497-2505, 2507-2509, 2513-2515	Ю-IV-I-2	КВД	29.99
КК-24	22.09.2011	3109-3114, 3129-3133, 3152-3154	Ю-VI-III	КВД	39.87
КК-24	02.10.2011	3009-3015	Ю-VI-III	КВД	37.99
КК-24	13.10.2011	2960-2973	Ю-VI-III	КВД	37.63
КК-24	24.10.2011	2908-2916	Ю-VI-III	КВД	30.05
КК-24	28.10.2011	2860-2866	Ю-VI-II	КВД	36.36
КК-24	03.11.2011	2830-2833	Ю-VI-II	КВД	32.76
КК-24	09.11.2011	2703-2714	Ю-IV-II-1	КВД	27.79
КК-25	23.03.2012	2519-2522, 2530-2532	Ю-VI-II	КВД	28.02
КК-25	31.03.2012	2473-2476, 2484-2490	Ю-VI-II	КВД	26.78
КК-33	29.08.2011	3736-3740	Ю-VI-III	КВД	41.25
КК-33	11.09.2011	3669-3677, 3680-3682	Ю-VI-III	КВД	45.41
КК-33	23.09.2011	3644-3648, 3659-3661	Ю-VI-III	КВД	46.94
КК-33	03.10.2011	3552-3557, 3568-3588	Ю-VI-III	КВД	37.48
КК-4	11-31.05.14	2398-2402	Ю-VI-III	КВД	23.9
КК-102	11. 09- 26.09.2013	2701-2719	Ю-VI-III	КВД	35.5
КК-102	18.10.2013	2650-2657	Ю-VI-III	КВД	27.298
КК-8	03.02.2017	2250,0-2253,0	Ю-IV-I-1	КВД	20.8
КК-8	30.03.2017	2239,0-2244,0	Ю-IV-I-1	КВД	20.2
КК-9	30.10.2017	2092-2094, 2099-2102	Ю-VI-I	КВД	14.97
КК-2	16.09.2017	2062.0-2064.	Ю-III	КВД	21.57
КК-11	20.12.2017	2137-2143	Ю-III	КВД	20.61
КК-12	02.11.2018	2415-2425	Ю-VI-II	КВД	21.61
КК-12	06.02.2019	2404-2413	Ю-VI-II	КВД	19.60
КК-15	15.04.2009	2155-2178	Ю-III	КВД	14.573
КК-19	17.11.2009	2737 -2742	Ю-VI-3	КВД	28.18
КК-19	29.12.2009	2545 - 2550	Ю-VI-2	КВД	25.64
КК-19	20.12.2009	2584 - 2592	Ю-VI-2	КВД	27.25
КК-21	13.02.2010	2299-2307	Ю-VI-3	КВД	24.58
КК-24	29.09.2011	3109-3114; 3129-3133; 3152-3154	Ю-VI-3	КВД	39.6
КК-24	24.10.2011	2908-2916	Ю-VI-2	КВД	29.755



КК-103	14.03.2019	2222-2227	Ю-VI-II	КВД	23.60
КК-15	15.05.2009	2391-2394, 2380-2383, 2372-2374	Ю-VI-II	МУО	27.73
КК-15	22.05.2009	2308-2318	Ю-VI-II	МУО	24.12
КК-15	07.06.2009	2221-2228	Ю-VI-I	МУО	23.94
КК-21	19.02.2010	2265-2268	Ю-VI-III	МУО	21.81

Продолжение таблицы 3.2.6

1	2	3	4	5	6
КК-23	10.08.2010	2685-2697	Ю-IV-II-2	МУО	27.88
КК-24	26.10.2011	2860-2866	Ю-VI-II	МУО	36.36
КК-102	11.09-26.09.2013	2701-2719	Ю-VI-III	МУО	35.5
КК-8	03.02.2017	2250,0-2253,0	Ю-IV-I-1	МУО	20.375
КК-2	11.09.2017	2062.0-2064.0	Ю-III	МУО	21.52
КК-11	20.12.2017	2137-2143	Ю-III	МУО	21.79
КК-101	06.12.2013	2462-2467	Ю-VI-II	Нстат	26.45
КК-2	31.12.2013	2218-2225	Ю-III	Нстат	24.577
КК-21	27.04.2014	2265-2268	Ю-VI-III	Нстат	13.274
КК-5	12.05.2014	2294-2297	Ю-VI-I	Нстат	23.598
КК-15	01.04.2016	2160-2170	Ю-III	Нстат	14.41
КК-8	12.07.2017	2168-2170	Ю-III	Нстат	11.59
КК-1	08.06.2017	2213-2218	Ю-VI-I	Рпл	17.85
КК-9	13.09.2017	2138-2139	Ю-VI-I	Нстат	17.91
КК-9	19.10.2017	2092-2094	Ю-VI-I	Нстат	6.50
КК-9	26.10.2017	2092-2094	Ю-VI-I	Нстат	7.74
КК-9	30.10.2017	2092-2094	Ю-VI-I	Нстат	14.97
КК-10	15.08.2018	2353-2365	Ю-VI-II	Нстат	20.38
КК-23	04.06.2017	2485-2515	Ю-IV-I-2	Нстат	15.21
КК-1	15.09.2018	2213-2218	Ю-VI-I	Нстат	26.86
КК-4	17.09.2018	2398-2402	Ю-VI-III	Нстат	31.46
КК-8	18.09.2018	2152-2154	Ю-III	Нстат	13.80
КК-8	12.07.2017	2168-2170	Ю-III	Нстат	11.59
КК-9	19.09.2018	2051-2055	Ю-III	Нстат	13.37
КК-5	14.10.2018	2294-2297	Ю-VI-I	Рпл	15.85
КК-20	20.09.2018	2226-2380	Ю-VI-I	Нстат	20.31
КК-23	21.09.2018	2485-2515	Ю-IV-I-2	Нстат	17.64
КК-101	22.09.2018	2198-2208	Ю-III	Нстат	30.84
КК-102	23.09.2018	2420-2425	Ю-VI-I	Нстат	21.37
КК-11	24.09.2018	2103-2109	Ю-III	Нстат	13.55
КК-102	16.10.2018	2420-2425	Ю-VI-I	Нстат	23.63
КК-21	27.10.2018	2265-2268	Ю-VI-III	Нстат	29.84
КК-23	27.10.2018	2485-2515	Ю-IV-I-2	Нстат	24.93
КК-1	28.10.2018	2213-2218	Ю-VI-I	Нстат	27.31
КК-2	28.10.2018	2062-2064	Ю-III	Нстат	18.88
КК-4	28.10.2018	2398-2402	Ю-VI-III	Нстат	33.32
КК-5	28.10.2018	2294-2297	Ю-VI-I	Нстат	18.61
КК-6	28.10.2018	2376-2379	Ю-VI-III	Нстат	25.32
КК-8	28.10.2018	2152-2154	Ю-III	Нстат	17.02
КК-9	28.10.2018	2051-2055	Ю-III	Нстат	22.15
КК-5	17.12.2018	2294-2297	Ю-IV-I-1	Нстат	17.55
КК-6	17.12.2018	2376-2397	Ю-VI-III	Нстат	25.29
КК-8	17.12.2018	2152-2154	Ю-III	Нстат	16.84
КК-9	17.12.2018	2051-2055	Ю-III	Нстат	17.18
КК-21	18.12.2018	2265-2268	Ю-VI-III	Нстат	23.59
КК-102	18.12.2018	2420-2425	Ю-VI-I	Рпл	23.69
КК-2	11.01.2019	2035-2041	Ю-III	Нстат	7.81
КК-104	01.03.2019	2336-2339; 2345-2349	Ю-VI-II	Рпл	24.61
КК-13	01.03.2019	1920-1922	Ю-VI-II	Нстат	19.60
КК-2	01.12.2020	2035-2041	Ю-III	Нстат	11.65
КК-5	01.12.2020	2294-2297	Ю-VI-I	Нстат	17.81
КК-6	01.12.2020	2376-2379	Ю-VI-III	Нстат	22.46
КК-8	01.12.2020	2152-2154	Ю-III	Нстат	14.40
КК-9	01.12.2020	2051-2055	Ю-III	Нстат	14.64
КК-20	01.12.2020	2226-2380	Ю-VI-I	Нстат	17.93
КК-22	01.12.2020	2228,5-2230, 2235-2236,5, 2239-2242, 2246-2248	Ю-VI-II	Нстат	18.34
КК-23	01.12.2020	2485-2515	Ю-IV-I-2	Нстат	18.63
КК-100	01.12.2020	2197-2206	Ю-III	Нстат	14.19
КК-101	01.12.2020	2198-2208	Ю-III	Нстат	16.87



КК-102	01.12.2020	2420-2425	Ю-VI-I	Нстат	15.57
КК-8	14.08.2021	2152-2154	Ю-III	Нстат	17.80
КК-20	14.08.2021	2226-2380	Ю-IV-I-1	Нстат	19.13
КК-23	14.08.2021	2485-2515	Ю-IV-I-2	Нстат	19.21

Продолжение таблицы 3.2.6

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
КК-100	14.08.2021	2197-2206	Ю-III	Нстат	18.66
КК-101	14.08.2021	2198-2208	Ю-III	Нстат	19.27
КК-11	28.11.2021	2137-2143	Ю-III	Рпл	8.04
КК-13	28.11.2021	1920-1922	Ю-VI-II	Рпл	19.71
КК-21	29.11.2021	2265-2268	Ю-VI-III	Рпл	13.76
КК-22	29.11.2021	2228,5-2230, 2235-2236,5, 2239-2242, 2246-2248	Ю-VI-II	Рпл	16.64
КК-33	23.04.2022	2822-2824	Ю-IV-I-2	Рпл	5.18
КК-12	23.06.2022	2404-2413, 2415-2425	Ю-VI-II	Рпл	21.56
КК-11	03.12.2022	2134-2143	Ю-III	Рпл	8.474
КК-102	07.12.2022	2420-2425	Ю-VI-I	Рпл	23.942
КК-103	03.12.2022	2146-2148	Ю-VI-II	Рпл	13.626
КК-11	28.11.2021	2137-2143	Ю-III	Рпл	8.04
КК-13	28.11.2021	1920-1922	Ю-VI-II	Рпл	19.71

### 3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи нефти и воды залежам по состоянию на 01.01.2023г.

Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категории  $C_1$  представлено на рисунке 3.2.2.1, извлекаемые запасы нефти по категории  $C_1$  составляют 836 тыс.т. Большая часть извлекаемых запасов сконцентрирована на горизонте Ю-III, и составляет 44% (365 тыс.т) от общих извлекаемых запасов месторождения в целом.

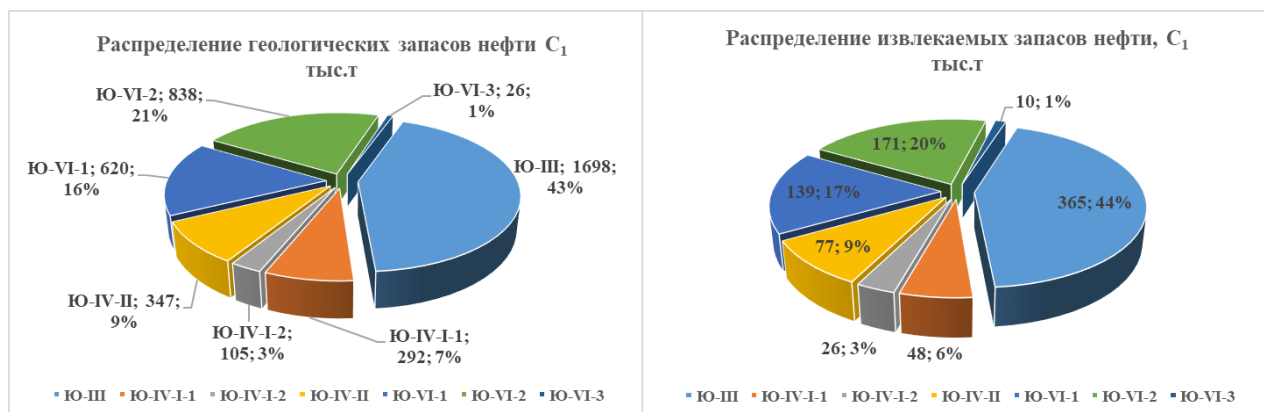
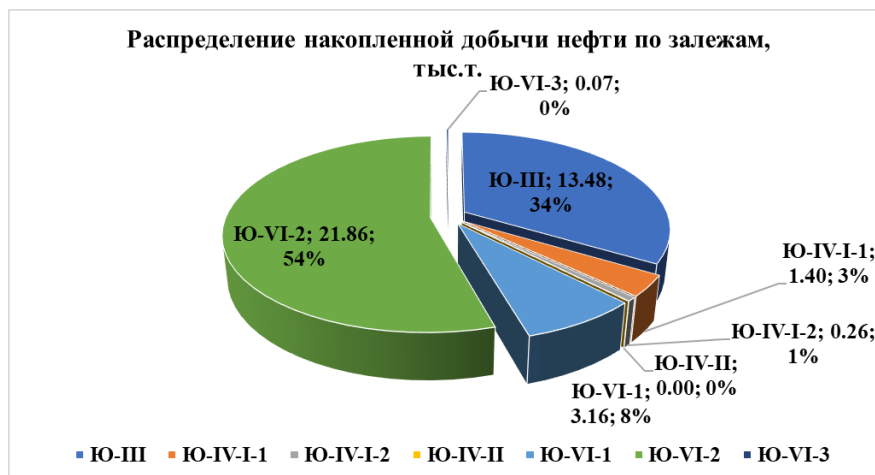


Рис. 3.2.2.1 - Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по горизонтам (по категориям  $C_1$ )

Так как месторождение Караколь вступило в промышленную разработку со второй половины 2021г, выработка месторождения небольшая и не достигает и 5%. Основная доля накопленной добычи нефти приходится на горизонт Ю-VI-2 (54%). Учитывая объемы извлекаемых запасов, а также результаты опробования и тестирования эксплуатации скважин, дальнейшие перспективы разработки будут сосредоточены на горизонты Ю-III, Ю-VI-1 и Ю-VI-2. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов по месторождению оценивается в 815 тыс.т.



**Рис. 3.2.2.2 - Распределение накопленной добычи нефти по залежам***Оценка вовлекаемых запасов нефти*

Учитывая такие факты как, ранняя стадия разработки месторождения и непостоянная работа скважин в период пробной эксплуатации определение прогнозных вовлекаемых запасов нефти с помощью построения характеристик вытеснения является некорректным.

Таблица 3.2.2.1 – Основные показатели выработки запасов по горизонтам.

Горизонт	Площадь нефтеносности, тыс.м2	Распределение геологических запасов нефти, С <sub>1</sub> тыс.т	Распределение извлекаемых запасов нефти, С <sub>1</sub> тыс.т	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Текущий КИН. доли ед.	Геологические запасы растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	Выработка нефти, %	Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т
Ю-III	5314,4	<b>1698</b>	365	13,48	0,008	181,2	38,4	3,69	351,52
Ю-IV-I-1	735	292	48	1,40	0,005	38,8	7,3	2,92	46,6
Ю-IV-I-2	822,5	105	26	0,26	0,003	10,0	2,5	1,01	25,74
Ю-IV-II	1327,5	347	77	0,00	0,000	88,5	19,6	0,00	77,00
Ю-VI-1	3090	620	139	3,16	0,005	124,6	30,3	2,27	137,84
Ю-VI-2	2581,9	838	171	21,86	0,026	228,9	46,5	12,72	149,14
Ю-VI-3	445	26	10	0,07	0,003	9,3	3,6	0,72	9,93
<b>по месторождению</b>		<b>3926</b>	<b>836</b>	<b>21,229</b>	<b>0,010</b>	<b>681,3</b>	<b>148,2</b>	<b>4,81</b>	<b>795,8</b>

**Выводы и рекомендации:**

- Месторождение Караколь в промышленную разработку вступило в 2021г, соответственно текущая выработка извлекаемых запасов низкая и составляет 4,8%. Основная доля накопленной добычи нефти приходится на горизонт Ю-VI-2 (54%). Учитывая объемы извлекаемых запасов, а также результаты опробования и тестирования эксплуатации скважин, дальнейшие перспективы разработки будут сосредоточены на горизонтах Ю-III, Ю-VI-1 и Ю-VI-2.
- Учитывая такие факты как, ранняя стадия разработки месторождения и непостоянная работа скважин, определение прогнозных вовлекаемых запасов нефти с помощью построения характеристик вытеснения является некорректным.

### 3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

При выполнении данной главы были собраны и обобщены результаты всех проведенных исследований, характеристика текущего состояния разработки, сведения о выполнении мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки.

Далее представлена краткая характеристика и сделана оценка эффективности применяемой системы разработки для объектов, выбранных в рамках проекта.

Согласно проекту на месторождении выделено 3 объекта разработки.

За период реализации проекта наиболее высоким значением коэффициента эксплуатационив характеризуется III объект, на остальных объектах скважины ограничивались краткосрочными периодами эксплуатации.

По состоянию на 01.01.2023г весь пробуренный фонд составил 27 единиц, который распределяется следующим образом:

- ✓ Эксплуатационный фонд – 9скважин (7 действующие, 2 - в бездействии);
- ✓ Наблюдательный фонд – 12 ед.;
- ✓ В консервации – 4 скважины;
- ✓ Ликвидированные по геологическим причинам – 2 скважины;

В 2021г был составлен «Анализ разработки месторождения Караколь» (протокол №18/4 от 14.10.2021г). Рекомендуемым вариантом предусмотрено бурение 8 добывающих скважин, переводы с объекта на объект. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусмотрено внедрение ППД на I объект. Показатели были утверждены на 2021-2023гг. Начало промышленной разработки предусмотрено со второй половины 2021г.

Как показывает анализ сравнения проектных и фактических показателей за период 2021-2022гг, в целом по месторождению наблюдается достижение по годовой добыче По I и II объектам наблюдается отставание, как по фонду, так и по добыче, которое при превышающих значениях фактических дебитов, связано с задержкой ввода скважин в эксплуатацию и низкими значениями коэффициента эксплуатации скважин.

11 исследований МУО по 9 скважинам, 52 исследований КВД в 16 скважинах. В связи с тем, что нефть юрских отложений относится к группе легких, высокопарафинистых, малосернистых и смолистых, в процессе эксплуатации скважин возникают осложнения в виде парафиноотложения, которое в свою очередь приводят к снижению дебитов жидкости. С целью очистки призабойной зоны скважин на месторождении применяется обработка горячей нефтью (ОГН).

Мероприятие по борьбе с АСПО с помощью обработки горячей нефтью (ОГН) в добывающих скважинах проводится регулярно, раз в месяц. В результате проведения ГТМ в данных скважинах наблюдается положительный эффект от применения ОГН, в котором получен незначительный прирост нефти, а также уменьшение обводненности, однако проведение данного мероприятия носит в целом профилактический характер и продолжительность эффекта весьма краток.

Также, в скважинах, в разрезе которых по данным ГИС выделяются продуктивные коллектора, в случае отсутствия притока при опробовании, проводится гидроразрыв пласта (ГРП) с последующим вызовом притока путем свабиrowания. Всего, в целях интенсификации притока при опробовании гидроразрыв пласта (ГРП) проведен в четырех скважинах №№ КК-15 (горизонт Ю-III), КК-101 (горизонт Ю-III), КК-23 (горизонт Ю-IV-I-2) и КК-10 (горизонт Ю-VI-1). 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. Из 4-х проведённых скважинно-операций в 3-х случаях до ГРП был получен приток.

Таким образом, учитывая, что промышленная разработка месторождения началось только со второй половины 2021г, на данном этапе определение эффективности применяемой системы разработки преждевременно. При этом стоит отметить, что в целом по месторождению наблюдается достижение проектного уровня добычи за 2021-2022г. Рекомендации по проведению ОГН выполняются.

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

В процессе разработки юрских залежей месторождения Караколь возможны осложнения, связанные с отложениями органических веществ на поверхности нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти, а также с необходимостью проведения работ по интенсификации добычи нефти.

#### ***Органические отложения***

Нефть залежей месторождения Караколь является легкой (плотность в пластовых условиях 0,7698 т/м<sup>3</sup>-0,5977 т/м<sup>3</sup>), смолистой с содержанием смол от 16,9 до 4,3% масс. Содержание парафина – до 18,6%. Температура застывания нефти залежей Ю-III, Ю-IV-I–1,2 - + 27, залежей Ю-VI-2, Ю-VI-3 - минус 18 - -9°C.

Смоли легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина (до 2,0%) и асфальтенов (0,2%) при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол.

Процесс добычи такой нефти может сопровождаться выпадением твёрдых органических отложений, содержащих смолы, асфальтены, парафины, масла и механические примеси. Выпадение отложений (АСПО) в подъёмных трубах приведёт к их закупориванию и к снижению дебитов скважин.

По данным термометрии пластовая температура составляет 78-87°C. Пластовое давление на данной глубине составляет 19,9-29,9 МПа. Если устьевая температура выше температуры застывания нефти при достаточно высоком газосодержании нефти (75-225 м<sup>3</sup>/т), можно предположить, что при таком технологическом режиме мелкие частицы органических отложений останутся во взвешенном состоянии и унесутся потоком жидкости, не откладываясь на стенках подземного оборудования.

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозирующими насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.



Таблица 3.2.4.1 - Результаты проведения обработки горячей нефтью (ОГН)

№скв	Дата	До ОГН				V(м³)	Т, °С.	Во время ОГН		Дебит нефти, т/сут		Дебит нефти Эффект, т/сут	Обводненность, %		Обводненность Эффект, %
		Ртр.нач. (МПа)	Ртр.конечн. (МПа)	Рзатр.нач. (МПа)	Рзатр.конечн. (МПа)			Ртр. (МПа)	Рзатр. (МПа)	до ремонта	после ремонта		до ремонта	после ремонта	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
КК-15	02.01.2019	0.3	0	0	0	25	90	0	0	2.77	2.8	<b>0.03</b>	42.3	52.7	<b>10.4</b>
КК-15	04.01.2019	0.4	0	0	0	25	90	0	0						
КК-101	07.01.2019	0.2	0	0	0	25	95	0	0	7.39	6.67	<b>-0.72</b>	42	38.7	<b>-3.3</b>
КК-20	17.01.2019	3	2	0	0	31	100	0	0	0	0	<b>0</b>	0	0	<b>0</b>
КК-101	08.03.2019	0	0	0	0	17	70	0	0	5.56	3.12	<b>-2.44</b>	43.8	71.9	<b>28.1</b>
КК-101	19.03.2019	0	0	0	0	21	120	0	0						
КК-20	14.03.2019	0	0	0	0	25	115	0	0			<b>5.2</b>	0	68	<b>68</b>
КК-15	16.03.2019	0.2	0	0	0	21	110	0	0	2.82	1.67	<b>-1.15</b>	52.7	70.8	<b>18.1</b>
КК-101	07.04.2019	0	0	0	0	18	110	0	0	3.12	2.96	<b>-0.16</b>	55	44.9	<b>-10.1</b>
КК-20	11.04.2019	0.1	0.1	0	0	24	120	0	0	5.21	5.47	<b>0.26</b>	68	50.8	<b>-17.2</b>
КК-15	28.04.2019	0	0	0	0	25	90	0	0	2.43	2.3	<b>-0.13</b>	57	45.1	<b>-11.9</b>
КК-20	05.05.2019	0	0	0	0	20	110	0	0	5.21	5.47	<b>0.26</b>	68	64.6	<b>-3.4</b>
КК-101	06.05.2019	0	0	0	0	25	110	0	0	1.86	3.09	<b>1.23</b>	71.9	44.6	<b>-27.3</b>
КК-101	03.06.2019	0	0	0	0	25	110	0	0	2.96	2.7	<b>-0.26</b>	44.9	51.8	<b>6.9</b>
КК-20	05.06.2019	0	0	0	0	22	110	0	0	5.47	2.91	<b>-2.56</b>	50.8	59.7	<b>8.9</b>
КК-15	06.06.2019	0	0	0	0	23	120	0	0	2.3	1.98	<b>-0.32</b>	45.1	51.9	<b>6.8</b>
КК-101	31.07.2019	0	0	0	0	23	100	0	0	3.09	1.99	<b>-1.1</b>	44.6	59.9	<b>15.3</b>
КК-20	04.08.2019	0	0	0	0	23	110	0	0	2.91	2.11	<b>-0.8</b>	59.7	61	<b>1.3</b>
КК-15	17.08.2019	0	0	0	0	21	110	0	0	1.98	1.86	<b>-0.12</b>	51.9	46.4	<b>-5.5</b>
КК-101	15.09.2019	0	0	0	0	17	110	0	0	1.99	2.53	<b>0.54</b>	59.9	48.6	<b>-11.3</b>
КК-20	16.09.2019	0	0	0	0	21	110	0	0	1.99	2.62	<b>0.63</b>	68.7	51.5	<b>-17.2</b>
КК-15	01.10.2019	0	0	0	0	30	90	0	0	1.86	3.38	<b>1.52</b>	46.4	31.4	<b>-15</b>
КК-101	05.10.2019	0	0	0	0	21	120	0	0	2.61	2.88	<b>0.27</b>	41.3	44.2	<b>2.9</b>
КК-20	10.10.2019	0	0	0	0	25	120	0	0	2.11	1.61	<b>-0.5</b>	61	52	<b>-9</b>
КК-20	03.11.2019	0.1	0	0	0	17	120	0	0	2.62	-	-	51.5	-	-
КК-15	04.11.2019	0.3	0	0	0	25	120	0	0	2.21	2.08	<b>-0.13</b>	37.4	45.5	<b>8.1</b>
КК-15	25.11.2019	0.2	0.1	0	0	30	95	0	0						
КК-101	07.11.2019	0	0	0	0	21	120	0	0	2.53	3.21	<b>0.68</b>	48.6	43.9	<b>-4.7</b>
КК-20	25.11.2019	1	0	0	0	25	110	0	0	1.61	-	-	52	-	-
КК-101	01.12.2019	0.2	0	0	0	5	120	0	0	2.88	3.21	<b>0.33</b>	44.2	43.9	<b>-0.3</b>
КК-1	11.10.2021	1.1	1.1	4.5	0	10	110	0	0	2.694	6.737	<b>4.043</b>	80	48.63	<b>-31.37</b>
КК-9	15.10.2021	0.9	0.9	0.8	0	28	105	0	0	2.97	6.701	<b>3.731</b>	0	0	<b>0</b>
КК-1	31.10.2021	1	1	1.2	1	26	120	1	5	2.694	6.737	<b>4.043</b>	80	48.63	<b>-31.37</b>
КК-15	04.12.2021	1	2	0	0	25	120	0	0	0	19.118	<b>19.118</b>	0	3.6	<b>3.6</b>
КК-101	04.12.2021	1.5	1.5	0	2.5	21	120	0	0	0	4.698	<b>4.698</b>	0	3.2	<b>3.2</b>
КК-20	12.12.2021	1.8	1.6	1.2	1.2	17	110	0	0			<b>0</b>			<b>0</b>
КК-101	17.12.2021	1.7	1.3	1.2	0	28	100	0	0	3.308	8.231	<b>4.923</b>	11.2	11.2	<b>0</b>
КК-15	18.12.2021	2	2	1.5	0	28	100	0	0	3.904	8.84	<b>4.936</b>	0	0	<b>0</b>
КК-2	24.12.2021	1.8	1.6	1.8	1.6	34	100	0	0	9.667	15.148	<b>5.481</b>	15.38	15.38	<b>0</b>
КК-20	27.12.2021	2.4	1.8	1.5	0	26	100	0	0	0.869	3.412	<b>2.543</b>	67.77	67.77	<b>0</b>
КК-101	03.01.2022	2	1.5	2	0.5	17	120	0	0	0.104	8.405	<b>8.301</b>	10.36	40.11	<b>29.75</b>
КК-20	03.01.2022	3.6	1.4	0.7	0.6	7	120	0	0	2.664	1.232	<b>-1.432</b>	4.33	20.36	<b>16.03</b>
КК-20	13.01.2022	3.6	3.6	0.7	0.6	3	120	0	0	0	-	-	0	-	-
КК-15	23.01.2022	2.5	2.4	2	0	17	105	0	0	3.202	3.272	<b>0.07</b>	0.12	0.12	<b>0</b>
КК-20	25.01.2022	3.2	1.6	1.8	1.6	7	120	0	0	0.203	0.697	<b>0.494</b>	66.03	66.03	<b>0</b>
КК-20	31.01.2022	2.1	1.8	2	1.8	17	120	0	0	0.614	0.528	<b>-0.086</b>	70.17	70.17	<b>0</b>
КК-101	31.01.2022	2.2	1.2	2.1	1.2	17	120	0	0	3.627	4.614	<b>0.987</b>	21.6	21.6	<b>0</b>
КК-20	01.02.2022	3	1.9	2.5	1.8	14	120	0	0	0.442	0.527	<b>0.085</b>	70.17	70.17	<b>0</b>
КК-20	08.02.2022	2.2	2	1.7	1.3	17	120	0	0	0.047	0.129	<b>0.082</b>	92	92	<b>0</b>
КК-20	13.02.2022	2.2	1.3	1.8	0.5	26	100	0	0	0.106	0.171	<b>0.065</b>	92	86.15	<b>-5.85</b>
КК-15	15.02.2022	2.5	2	2.5	2.1	17	110	0	0	2.152	2.021	<b>-0.131</b>	5.2	5.2	<b>0</b>
КК-15	18.02.2022	1.5	1.5	1.5	1	17	100	0	0	2.056	-	-	5.2	-	-
КК-15	18.02.2022	2	1.8	2	1.8	17	110	0	0			<b>0</b>			<b>0</b>
КК-20	20.02.2022	2	1.8	2	1.8	17	110	0	0	0	0.297	<b>0.297</b>	0	80	<b>80</b>
КК-2	01.03.2022	0	0	0	0	3.15	120	0	0	0	-	-	0	-	-
КК-20	02.03.2022	2.5	2	2.1	2.2	16.15	120	0	0	1.195	1.648	<b>0.453</b>	12.32	12.32	<b>0</b>
КК-101	07.03.2022	3	2	2.8	2.8	4	120	0	0	1.75	1.854	<b>0.104</b>	12.8	12.8	<b>0</b>
КК-101	07.03.2022	2	2	2.8	1.1	21	110	0	0			<b>0</b>			<b>0</b>
КК-101	12.03.2022	0	0	0	0	7	90	0	0	0	-	-	0	-	-
КК-2	27.03.2022	1.5	1.5	1.5	0	29	120	0	0	0	0.492	<b>0.492</b>	0	0	<b>0</b>
КК-20	29.03.2022	1.5	1.3	1.5	0.2	29	120	0	0	0	0.905	<b>0.905</b>	0	15	<b>15</b>
КК-101	30.03.2022	1.4	1.4	2.8	1.35	29.88	120	0	0	0	5.887	<b>5.887</b>	0	5.63	<b>5.63</b>
КК-101	13.04.2022	1.4	1.4	2.4	0	29	90	0	0	2.232	2.962	<b>0.73</b>	22	22	<b>0</b>

## Продолжение таблицы 3.2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
КК-20	14.04.2022	1.5	1	1.4	0.8	22	90	0	0	2.093	1.938	-0.155	55.45	55.45	0
КК-2	22.04.2022	1.6	1.5	1.5	1.6	12	120	0	0	4.863	15.316	10.453	4.54	4.54	0
КК-101	22.04.2022	1.5	1.2	1.6	1.6	5	110	0	0	1.611	3.025	1.414	16.74	16.74	0
КК-20	24.04.2022	1.6	1.4	1	1	17	120	0	0	0.971	1.951	0.98	65.45	65.45	0
КК-20	03.05.2022	1.6	1.4	1	1	10	120	0	0	1.913	2.958	1.045	60.14	31.66	-28.48
КК-20	07.05.2022	2.5	1.6	1.2	0	29	100	0	0	1.577	6.647	5.07	31.66	17.18	-14.48
КК-101	13.05.2022	2.6	1.6	1.8	0	24	100	0	0	1.394	2.078	0.684	53.15	45	-8.15
КК-10	14.05.2022	1.5	0	13.5	14	10	120	0	0	12.562	16.563	4.001	0	0	0
КК-20	20.05.2022	1.7	1.3	1.7	1.3	9	120	0	0	1.764	1.238	-0.526	62.5	55.3	-7.2
КК-101	20.05.2022	1.7	1.5	1.6	1.5	8	120	0	0	1.66	1.881	0.221	45	41.15	-3.85
КК-2	21.05.2022	1.6	1.6	1.6	0.6	17	110	0	0	5.491	5.777	0.286	1.68	7.2	5.52
КК-1	12.06.2022	1.2	1.1	1.4	0.9	23	100	0	0	4.312	1.105	-3.207	66.26	93.24	26.98
КК-20	16.06.2022	1.8	1.6	1.6	1.8	20	120	0	0	0.631	0.809	0.178	69.69	69.69	0
КК-20	19.06.2022	1.5	1.4	1.1	1.2	12	120	0	0	0.844	0.732	-0.112	69.69	76.67	6.98
КК-101	19.06.2022	1.4	1.4	1.5	1.4	10	120	0	0	2.758	2.769	0.011	13.33	13.33	0
КК-20	21.06.2022	1.5	1.6	1.4	0	25	110	0	0	0.908	0.819	-0.089	76.67	72.5	-4.17
КК-15	26.06.2022	1.5	1.5	0.5	0.4	15	120	0	0	0	-	-	0	-	-
КК-20	05.07.2022	1.5	1.5	1.4	0	29	95	0	0	0.75	0.587	-0.163	69.01	69.01	0
КК-101	07.07.2022	1.9	1.6	1.7	0	26	90	0	0	2.466	8.486	6.02	19.23	19.23	0
КК-20	23.07.2022	1.2	1.2	1.2	1.2	6	120	0	0	0.521	0.531	0.01	64.29	64.29	0
КК-15	23.07.2022	1.5	1.25	1.5	0.5	16	100	0	0	3.409	7.19	3.781	8.2	0	-8.2
КК-101	29.07.2022	1.2	1.3	1.8	0	29	100	0	0	1.876	14.912	13.036	16	16	0
КК-20	31.07.2022	1.5	1.5	1.5	0	29	100	0	0	0	-	-	0	-	-
КК-1	19.08.2022	1.15	1.2	1.15	0.6	17	120	0	0	1.712	4.615	2.903	84.3	63.43	-20.87
КК-15	30.08.2022	1.5	1.5	1.5	0	27	100	0	0	4.986	5.809	0.823	8	8	0
КК-101	04.09.2022	1.3	1.3	1.3	0	29	100	0	0	2.318	5.916	3.598	19.04	19.04	0
КК-2	11.09.2022	1.6	1.6	1.6	0.2	23	100	0	0	8.123	8.631	0.508	10.9	10.9	0
КК-1	16.09.2022	1.5	1	1.4	1	22	120	0	0	13.254	14.587	1.333	38.37	38.37	0
КК-15	24.09.2022	1.4	1.4	1.4	0	24	100	0	0	4.154	9.876	5.722	16.8	7.27	-9.53
КК-101	12.10.2022	1.5	1.5	1.2	0.5	17	110	0	0	1.732	1.994	0.262	33.5	33.5	0
КК-101	20.10.2022	1.8	1.5	1.5	0	26	100	0	0	1.295	5.077	3.782	50	50	0
КК-15	22.10.2022	1.6	1.6	1.6	0	25	100	0	0	5.307	3.858	-1.449	2.87	7.2	4.33
КК-2	31.10.2022	1.8	1.5	1.5	0.3	19	120	0	0	5.034	6.732	1.698	4.8	4.8	0
КК-101	10.11.2022	1.5	1.5	1.4	0.2	19	100	0	0	1.978	5.474	3.496	0	0	0
КК-2	20.11.2022	1.7	1.7	1.6	1.6	10	120	0	0	4.928	3.711	-1.217	25.36	34	8.64
КК-2	28.11.2022	2	1.6	0	1.25	10	120	0	0	3.297	3.703	0.406	9.3	9.3	0
КК-101	28.11.2022	2	1.4	1.95	1.4	5.5	120	0	0	0.522	0.494	-0.028	40.4	40.4	0
КК-101	10.12.2022	2.4	1.8	1.8	1.4	17	120	0	0	0.709	0.976	0.267	40.4	8	-32.4
КК-2	10.12.2022	2	1.6	1.6	1.4	17	120	0	0	2.844	2.461	-0.383	4	6.2	2.2
КК-101	15.12.2022	3.3	1.8	2	2	6	120	0	0	0.945	0.757	-0.188	8	14.1	6.1
КК-101	18.12.2022	1.8	1.5	2	0	25	110	0	0	0.772	1.386	0.614	14.1	64.1	50

Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений. Понижение температуры нефти до точки насыщения нефти парафином может привести к изменению агрегатного состояния компонентов нефти и образованию центров кристаллизации парафинов.

С целью удаления образовавшихся отложений рекомендуется применять механический метод - парафиноочистки. По мере необходимости проводить работы по удалению образовавшихся отложений в верхней части ствола скважины посредством скребка типа «система ножей» на геофизическом кабеле без остановки работающей скважины. Также образовавшиеся отложения рекомендуется удалять термическими способами: промывкой горячей нефтью, пропаркой и электропрогревом.

На месторождении Караколь за период с 2019-2022гг проводились работы по борьбе с АСПО с помощью обработки горячей нефтью (ОГН) в добывающих скважинах КК-1, КК-2, КК-9, КК-10, КК-15, КК-101, (таблица 3.2.8). В результате проведения ГТМ в данных скважинах наблюдается положительный эффект от применения ОГН, в котором получен незначительный прирост нефти, а также уменьшение обводненности, однако проведение данного мероприятия носит в целом профилактический характер. Работа осуществлялась подрядными организациями ТОО «CNEC» и АО «Петро Велт Технолоджи».

### ***Интенсификация добычи нефти***

В целях интенсификации притока при опробовании на четырех скважинах №№ КК-15 (горизонт Ю-III), КК-101 (горизонт Ю-III), КК-23 (горизонт Ю-IV-I-2) и КК-10 (горизонт Ю-VI-1) был проведён гидроразрыв пласта (ГРП). Работы были проведены по технологии компании - производителя работ. В качестве расклинивающего агента использовался проппант. Жидкостью разрыва служила гелеобразная смесь на основе воды. Объёмы закачанных рабочих агентов, давление разрыва, а также средние параметры работы скважин до и после ГРП представлены в таблице 3.2.9.

### ***Проведение ГРП на скважине №КК-2***

20 мая 2019 года на скважине №КК-2 в интервалах перфорации 2035-2041 метров (горизонт Ю-III) были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 8,6 м<sup>3</sup>/сут (12.12.2018г.) и 10,4 м<sup>3</sup>/сут (19.12.2018г.), обводненность была до 5%. Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.4.1.

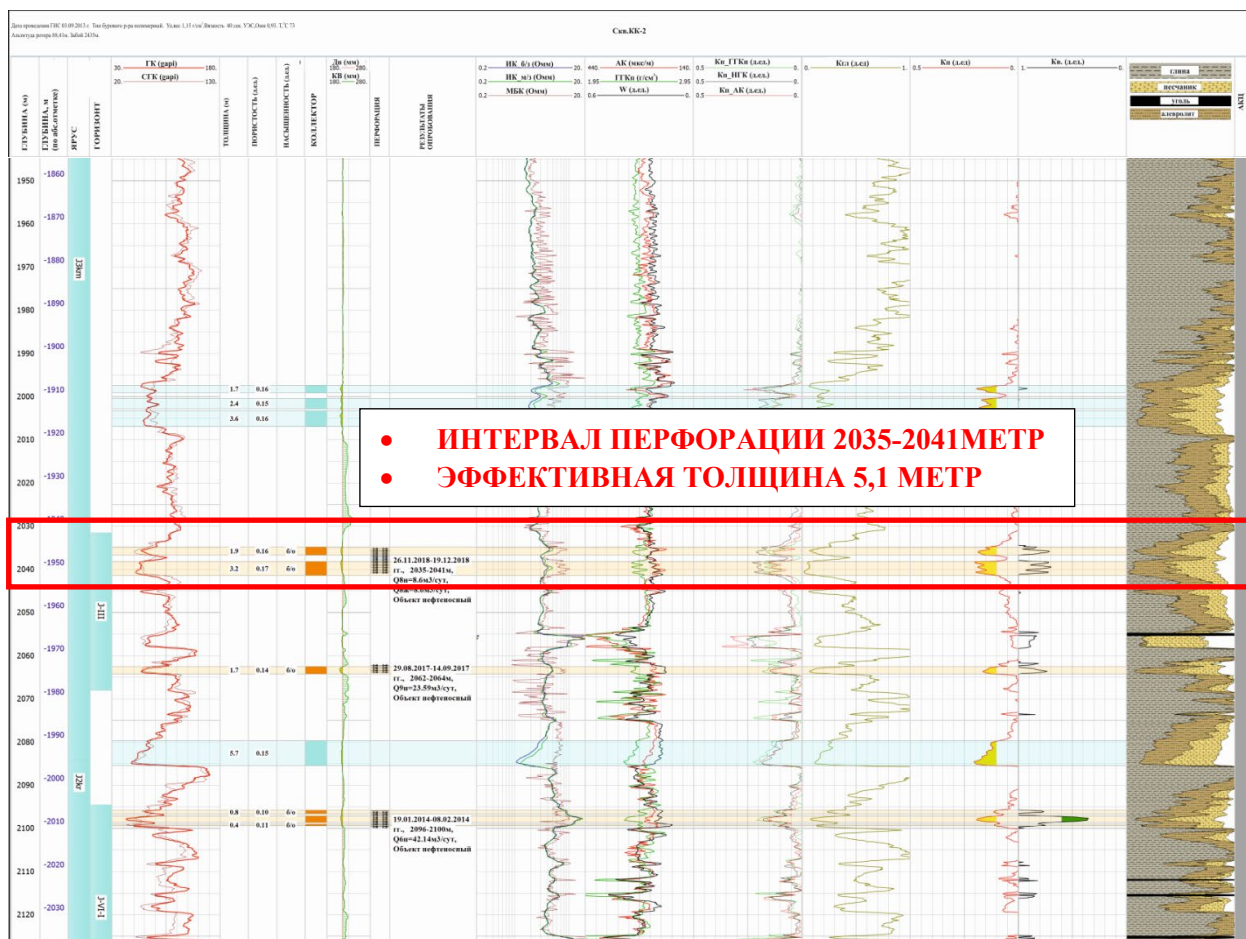


Рис. 3.2.4.1 - Планшет РИГИС скважины №КК-2

Подготовительные работы были проведены 19 мая 2019 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 6.89 м<sup>3</sup> линейного геля, затем закачено 12.3 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.571 тонн 20/40 керамического пропанта, затем было закачено 7.15 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.44 м<sup>3</sup>/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.

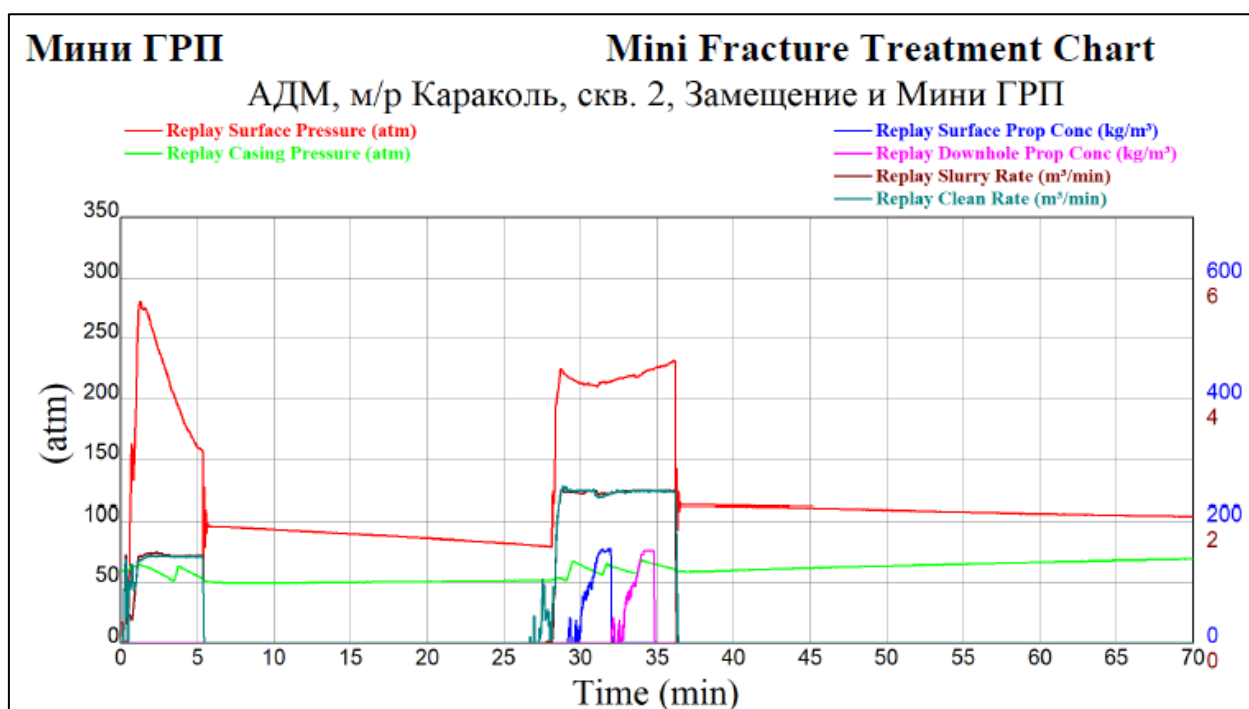


Рис. 3.2.4.2 – График мини ГРП на скважине №КК-2

Анализ Мини ГРП (рисунок 3.2.4.2) показал эффективность жидкости 88%, а по дизайну 62%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 12 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

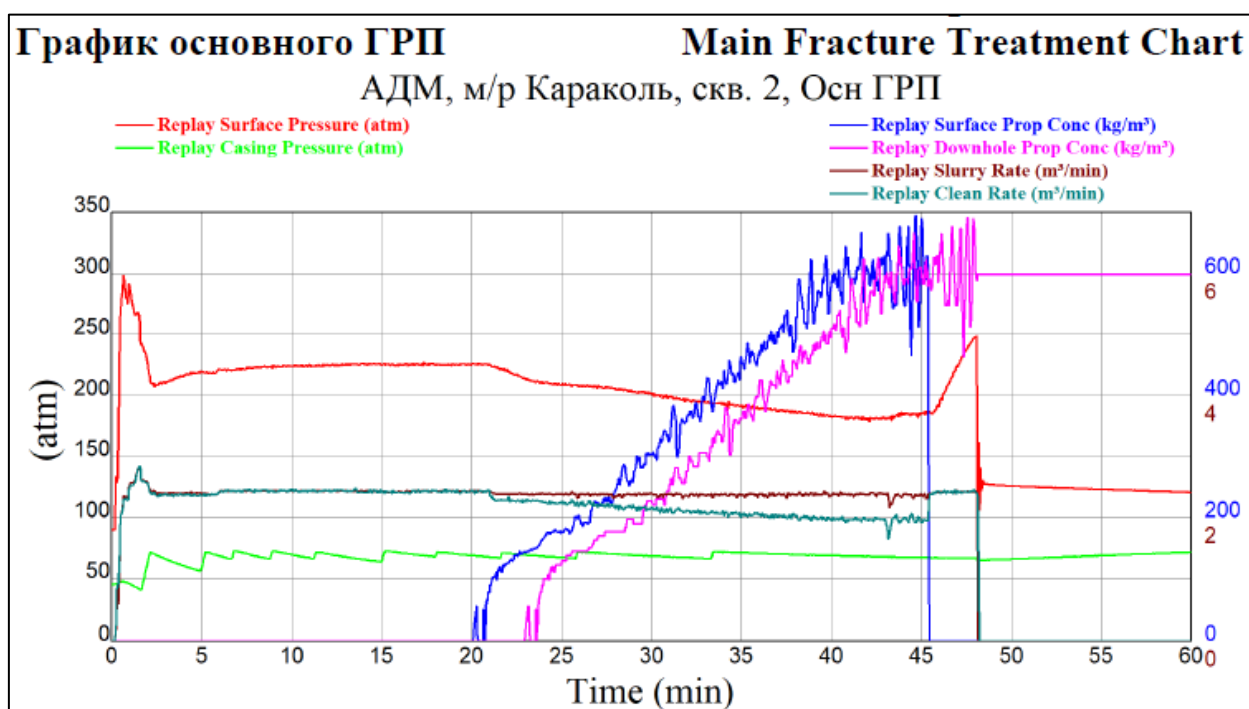


Рис. 3.2.4.3 – График основного ГРП на скважине №КК-2

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.4.3), закачали запланированный объем пропанта 20 тонн 20/40 Форес и 16/20 Форес пропанта было закачено в скважину,

из них 19,8 тонн пропанта было закачено в пласт J (интервал перфорации 2035-2041 м). Ниже на рисунке 3.2.4.4 представлен профиль трещины.

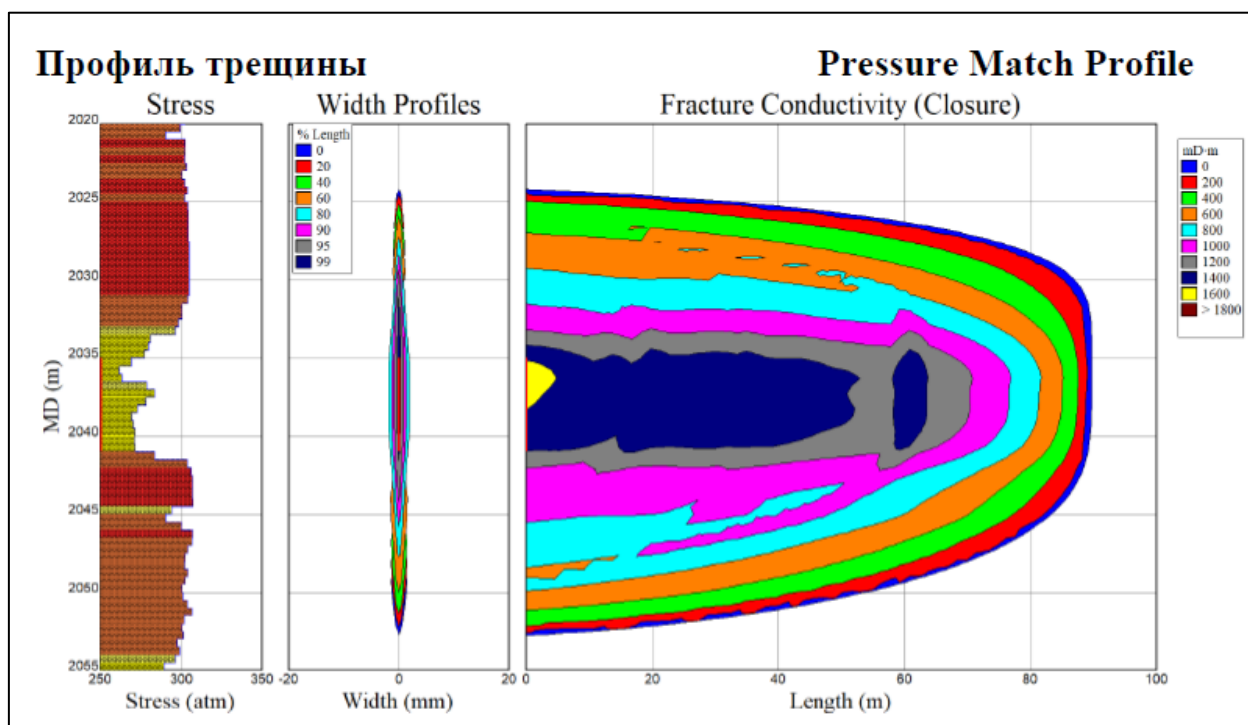


Рис. 3.2.4.4 – Профиль трещины ГРП на скважине №KK-2

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 89,7 метров, общая длина трещины, закрепленная пропантом составила 89,4 метров, средняя высота разрыва, закрепленная пропантом составила 23,8 метра и средняя ширина трещины, закрепленная пропантом составила 14,3 мм. После проведения ГРП было проведено сваблирование в результате которого в первое время была получена жидкость разрыва, однако вскоре получен дебит нефти  $19 \text{ м}^3/\text{сут}$  с обводненностью 0,5%.

#### *Проведение ГРП на скважине №KK-5*

5 июня 2014 года на скважине №KK-5 в интервалах перфорации 2294-2297 метров (горизонт Ю-VI-1) были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2014 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти  $13,33 \text{ м}^3/\text{сут}$  (12.04.2014г.) обводненность была до 5%. Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.4.5.

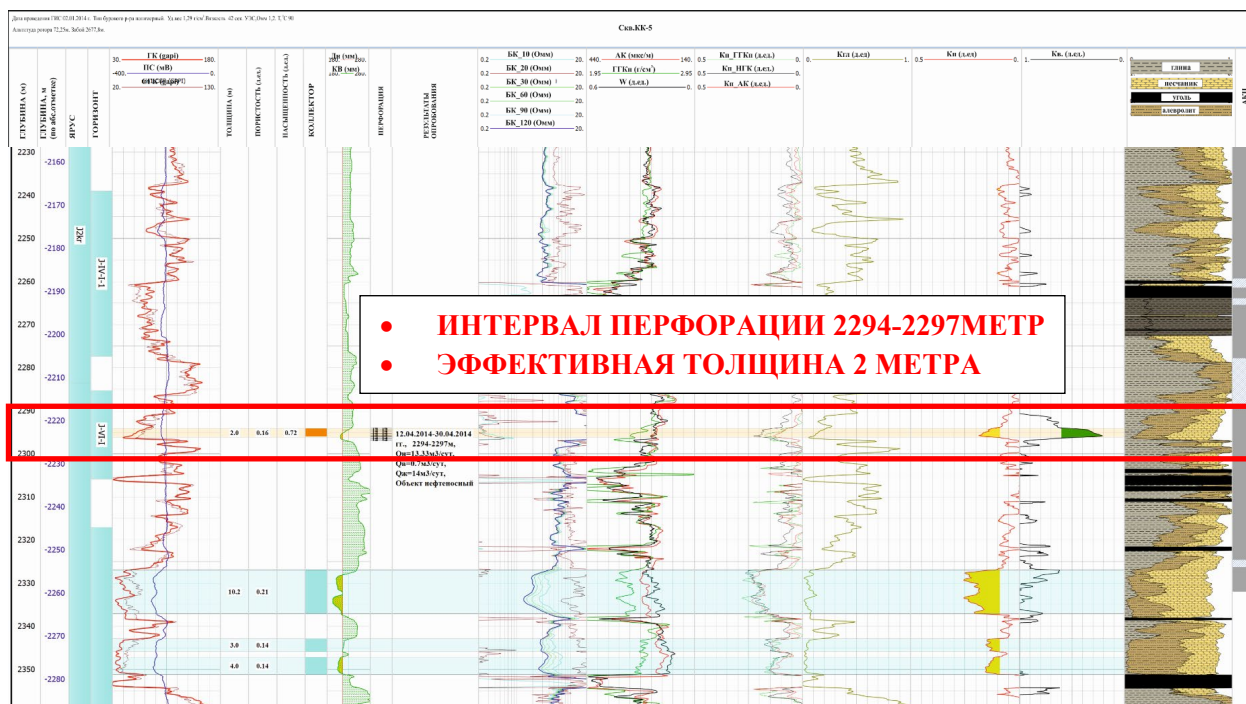


Рис. 3.2.4.5 - Планшет РИГИС скважины №КК-5

Подготовительные работы были проведены 05 июня 2014 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 7.7 м<sup>3</sup> линейного геля. Затем закачено 13.0 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.75 тонн 20/40 керамического проппанта, затем было закачено 8.3 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.8 м<sup>3</sup>/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.

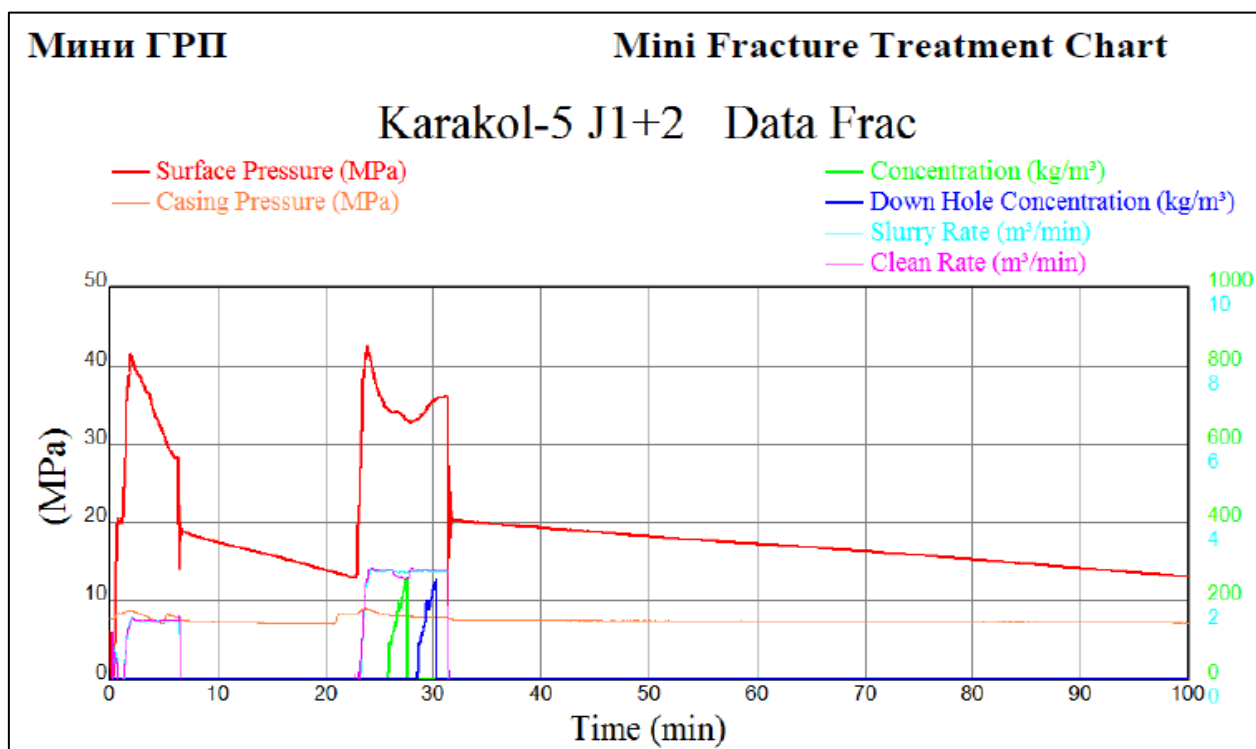


Рис. 3.2.4.6 – График мини ГРП на скважине №КК-5



Анализ Мини ГРП (рисунок 3.2.4.6) показал эффективность жидкости 75 %, а по дизайну 65 %. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 550 кПа. В связи с высокой эффективностью жидкости, для более безопасной закачки проппанта в пласт было решено снизить расход закачки жидкости с 2,8 до 2,4 м<sup>3</sup>/мин. Остальные параметры оставили без изменений.

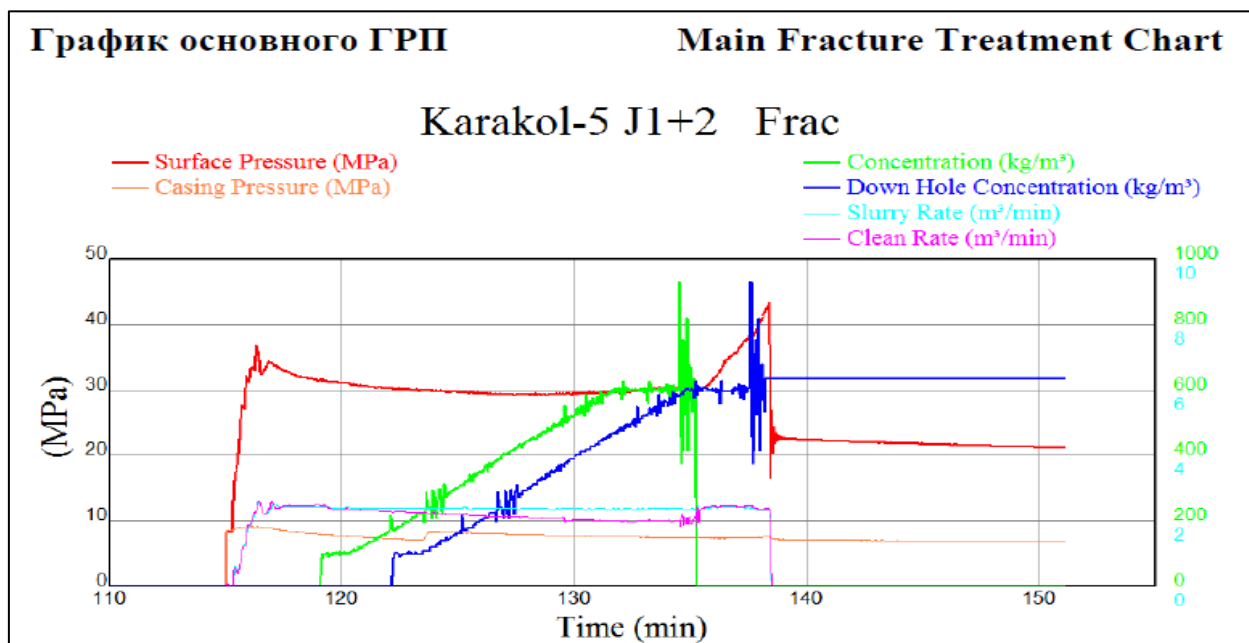


Рис. 3.2.4.7 – График основного ГРП на скважине №КК-5

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.4.7), закачали запланированный объем проппанта 15 тонн 20/40 проппанта Форес было закачено в скважину из них 14.7 тонн проппанта было закачено в пласт J1+2 (интервал перфорации 2294-2297 м). Ниже на рисунке 3.2.4.8 представлен профиль трещины.

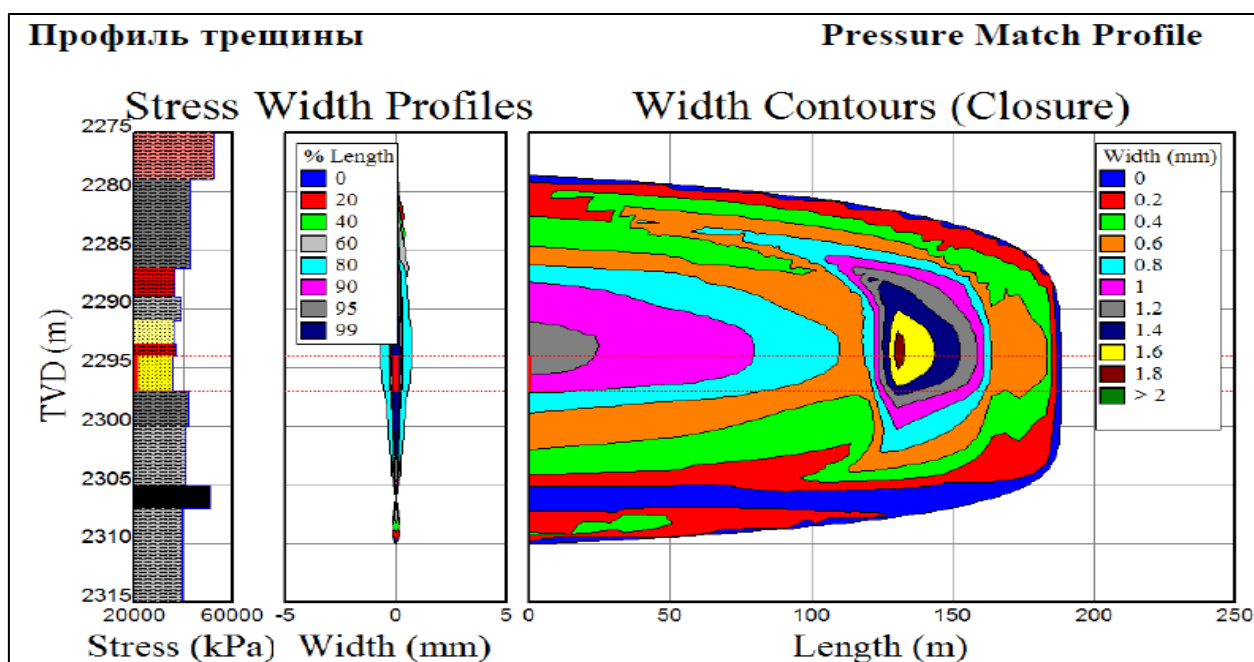


Рис. 3.2.4.8 – Профиль трещины ГРП на скважине №КК-5



Созданная длина трещины после основного ГРП составила 192,6 метров, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 165,8 метров, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 27 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 1,09 мм. В результате проведения после ГРП был получен дебит нефти 20,3 м<sup>3</sup>/сут, при обводненности 1,5%. Сравнивая результаты до и после ГРП, можно прийти к заключению, что ГРП был проведен успешно. Однако учитывая тот, факт, что испытание проводилось не более 2-3 сут, дать достоверную оценку эффективности ГРП является затруднительным.

#### *Проведение ГРП на скважине №КК-100*

08 декабря 2013 года на скважине №КК-100 в интервалах перфорации 2197-2200, 2202-2206 метров (горизонт Ю-III) были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2014 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 13,33 м<sup>3</sup>/сут (12.04.2014г.) обводненность была до 5%. Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.4.9.



Подготовительные работы были проведены 08 декабря 2013 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 7,36 м<sup>3</sup> линейного геля. Затем закачено 13.0 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.75 тонн 20/40 керамического проппанта, затем было закачено 8.0 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 1.8 м<sup>3</sup>/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.

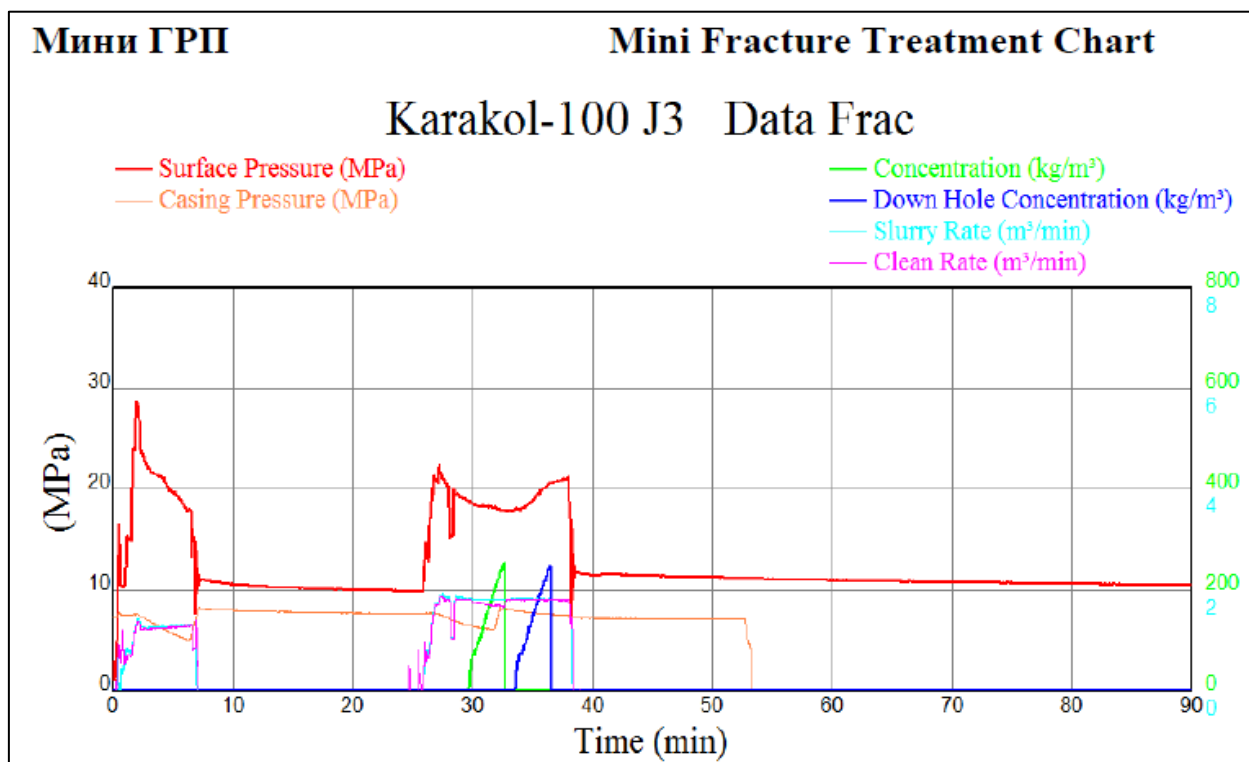


Рис. 3.2.4.10 – График мини ГРП на скважине №КК-100

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 85 %, а по дизайну 67 %. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 1620 кПа. В связи с высокой эффективностью жидкости, для более безопасной закачки проппанта в пласт было решено снизить буферную жидкость с 6 до 3 мЗ, и конечную концентрацию проппанта с 1000-1000 до 800-800 кг/мЗ. Остальные параметры оставили без изменений.

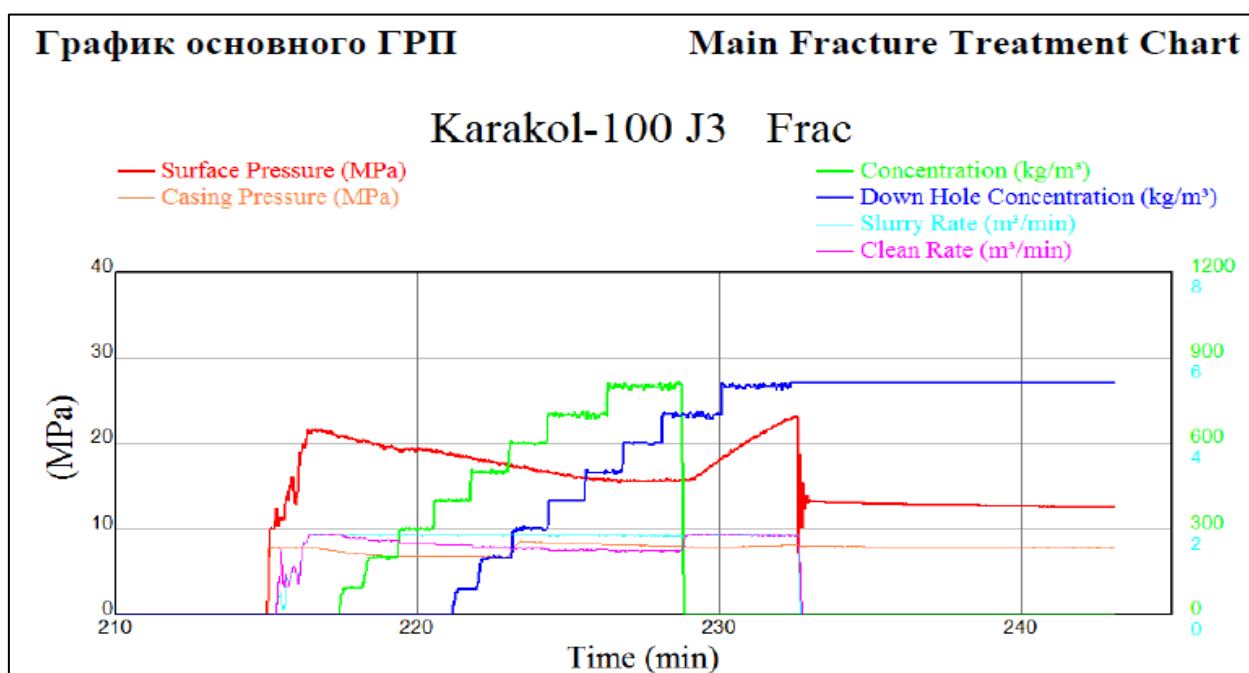


Рис. 3.2.4.11 – График основного ГРП на скважине №КК-100

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.20), закачали запланированный объем пропанта 7 тонн 20/40 пропанта Форес и 3 тонны 16/30 обрезиненного пропанта Форес было закачено в скважину из них 9.7 тонн пропанта было закачено в пласт J3 (интервал перфорации 2197-2206 м). Ниже на рисунке 3.2.4.12 представлен профиль трещины.

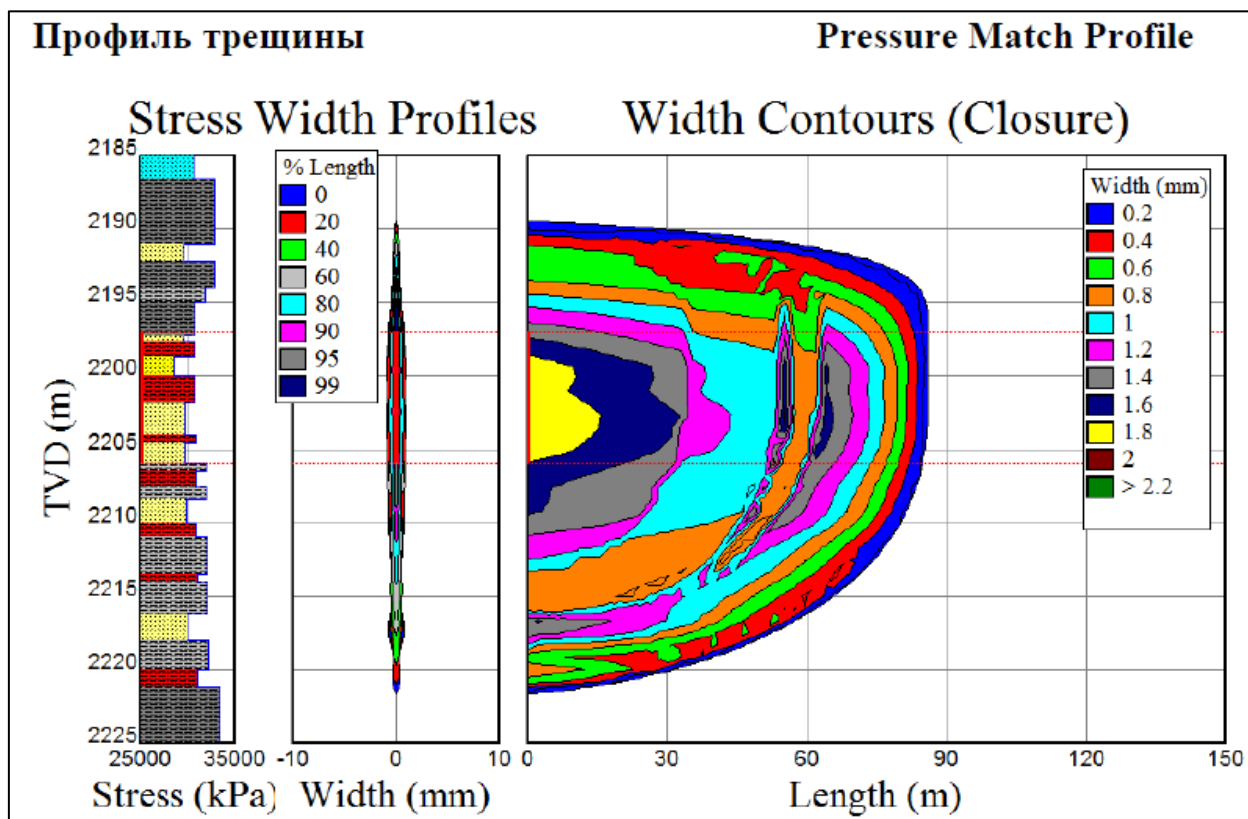


Рис. 3.2.4.12 – Профиль трещины ГРП на скважине №КК-100

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 86 метра, общая длина трещины, закрепленная пропантом составила 51 метра, средняя высота разрыва, закрепленная пропантом составила 26 метра и средняя ширина трещины, закрепленная пропантом составила 1,82 мм. Так как вызова притока до проведения ГРП не осуществлялось, оценить эффективность ГРП затруднительно.

#### *Проведение ГРП на скважине №КК-101*

28 августа 2018 года на скважине №КК-101 в интервалах перфорации 2198-2202, 2204-2208 метров (горизонт Ю-III) были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. При проведения опробования в 2013г был получен приток нефти 0,2 м<sup>3</sup> с обводненность 97%. Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.4.13.

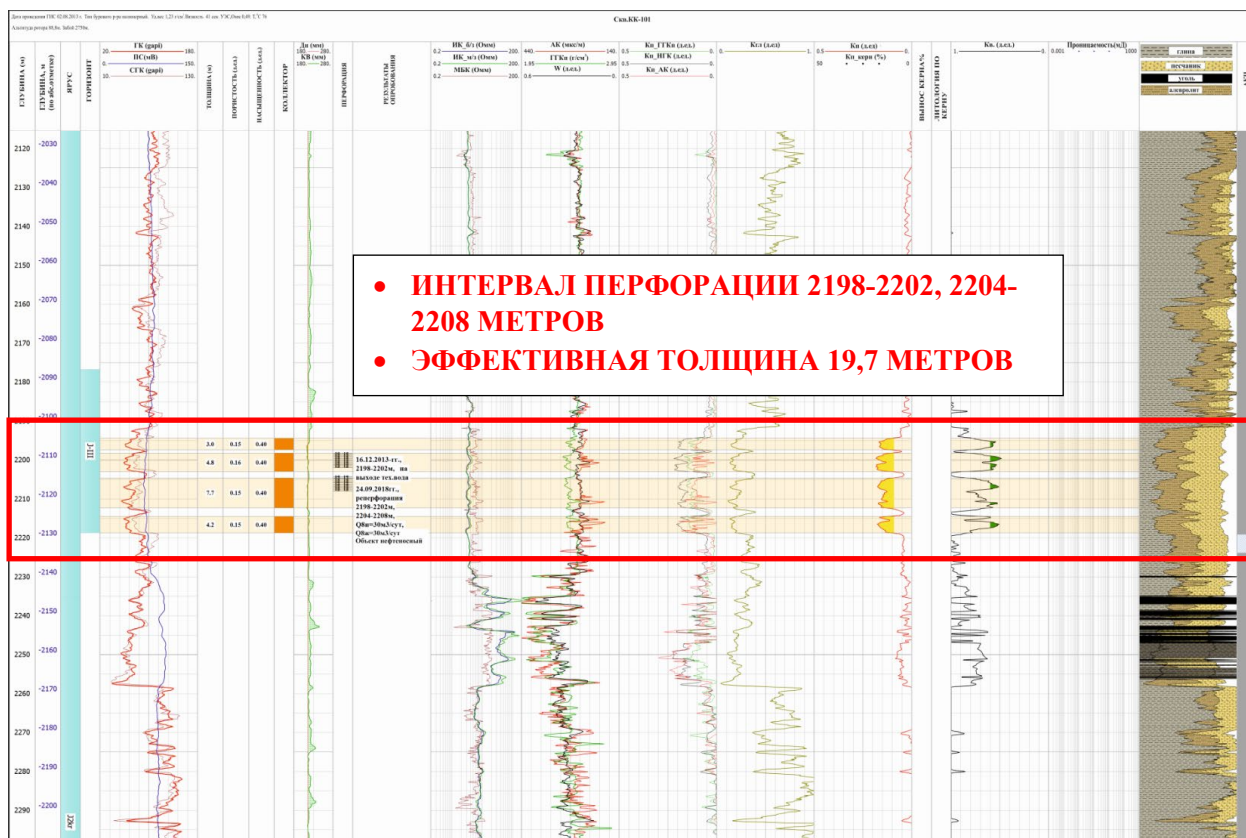


Рис. 3.2.4.13 - Планшет РИГИС скважины №КК-101

Подготовительные работы были проведены 28 августа 2018 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачано 12,3 м<sup>3</sup> линейного геля. Затем закачано 15.02 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 1.054 тонн 20/40 керамического пропанта, затем было закачано 8.66 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.38 м<sup>3</sup>/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.

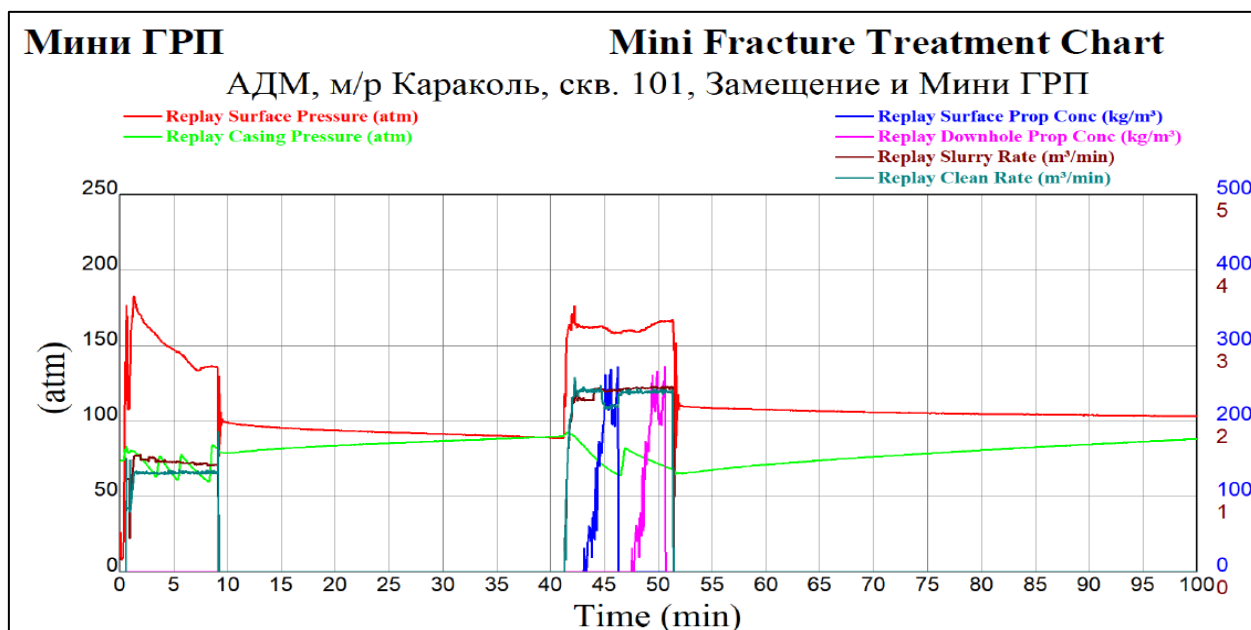


Рис. 3.2.4.14 – График мини ГРП на скважине №КК-101

Анализ Мини ГРП (рисунок 3.2.4.14) показал эффективность жидкости 84%, а по дизайну 45%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 1.4 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована

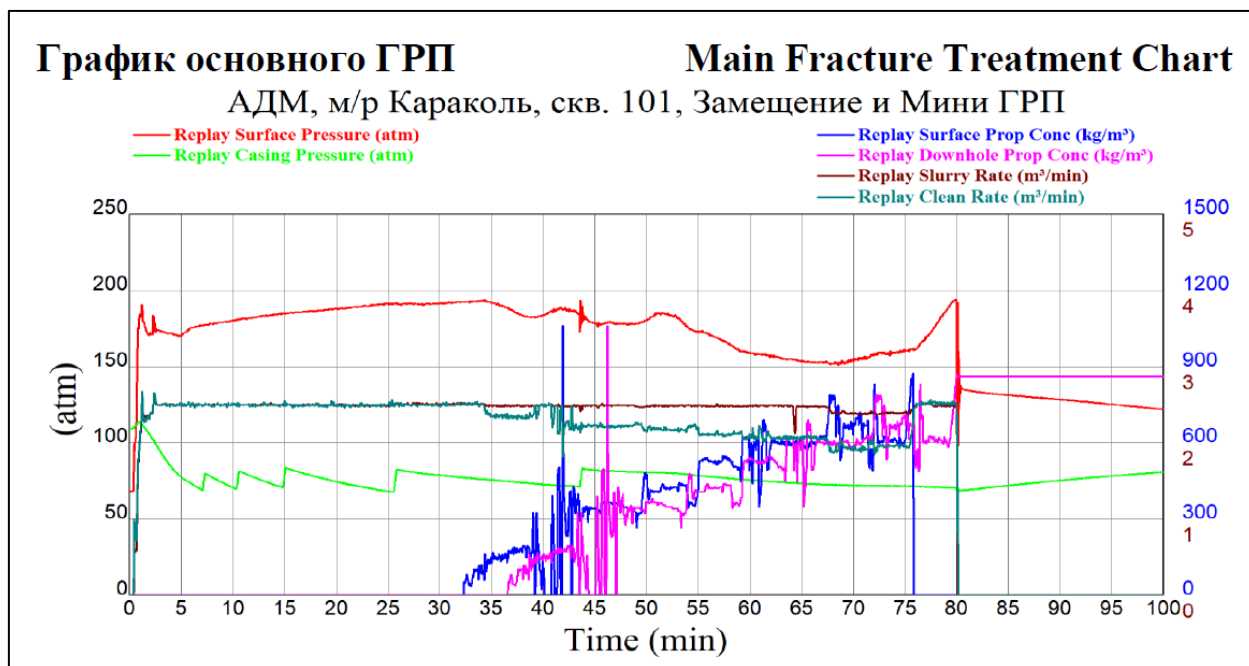


Рис. 3.2.4.15 – График основного ГРП на скважине №КК-101

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.4.15), закачали запланированный объем пропанта 30 тонн 20/40 Форес пропанта и 10 тонн 16/20 Форес пропанта было закачено в скважину, из них 39.8 тонн пропанта было закачено в пласт J (интервал перфорации 2198-2208м). Ниже на рисунке 3.2.4.16 представлен профиль трещины.

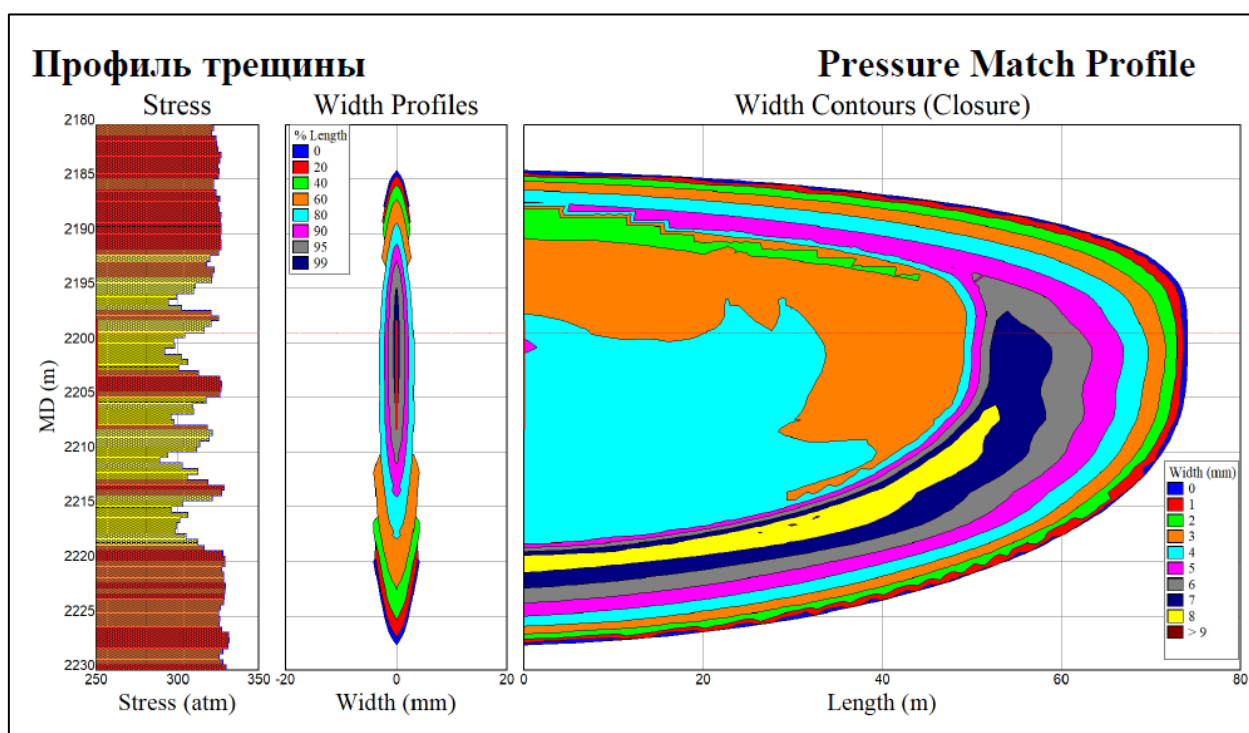


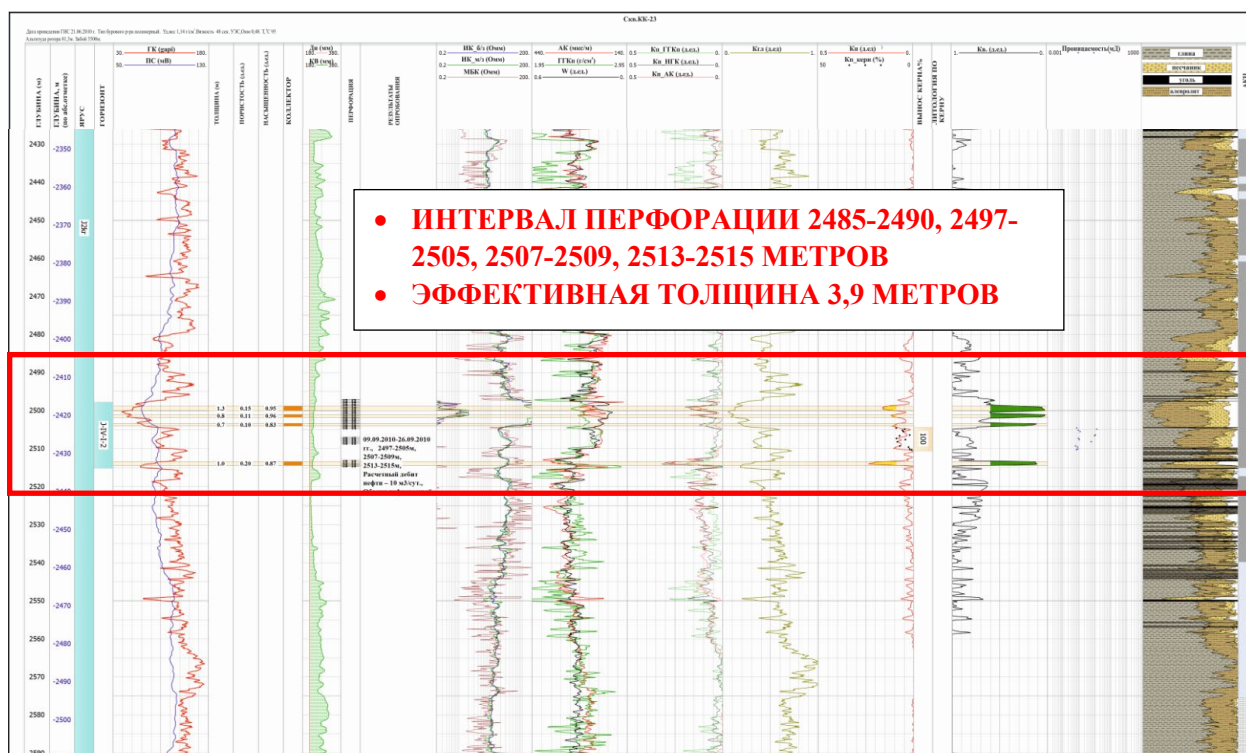
Рис. 3.2.4.16 – Профиль трещины ГРП на скважине №КК-101



Созданная длина трещины после основного ГРП составила 73 метра, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 73 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 35 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 17,3 мм. После проведения ГРП был получен приток нефти с дебитом 8 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью 40%.

#### *Проведение ГРП на скважине №КК-23*

04 июня 2013 года на скважине №КК-23 в интервалах перфорации 2485-2490, 2497-2505, 2507-2509, 2513-2515 метров (горизонт Ю- Ю-IV-I-2) были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2010 году, горизонт является нефтеносным. Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.4.17.



**Рис. 3.2.4.17 - Планшет РИГИС скважины №КК-23**

Подготовительные работы были проведены 04 июня 2013 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 9,2 м<sup>3</sup> линейного геля. Затем закачено 11.0 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.5 тонн 20/40 керамического проппанта, затем было закачено 13.55 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.5 м<sup>3</sup>/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.

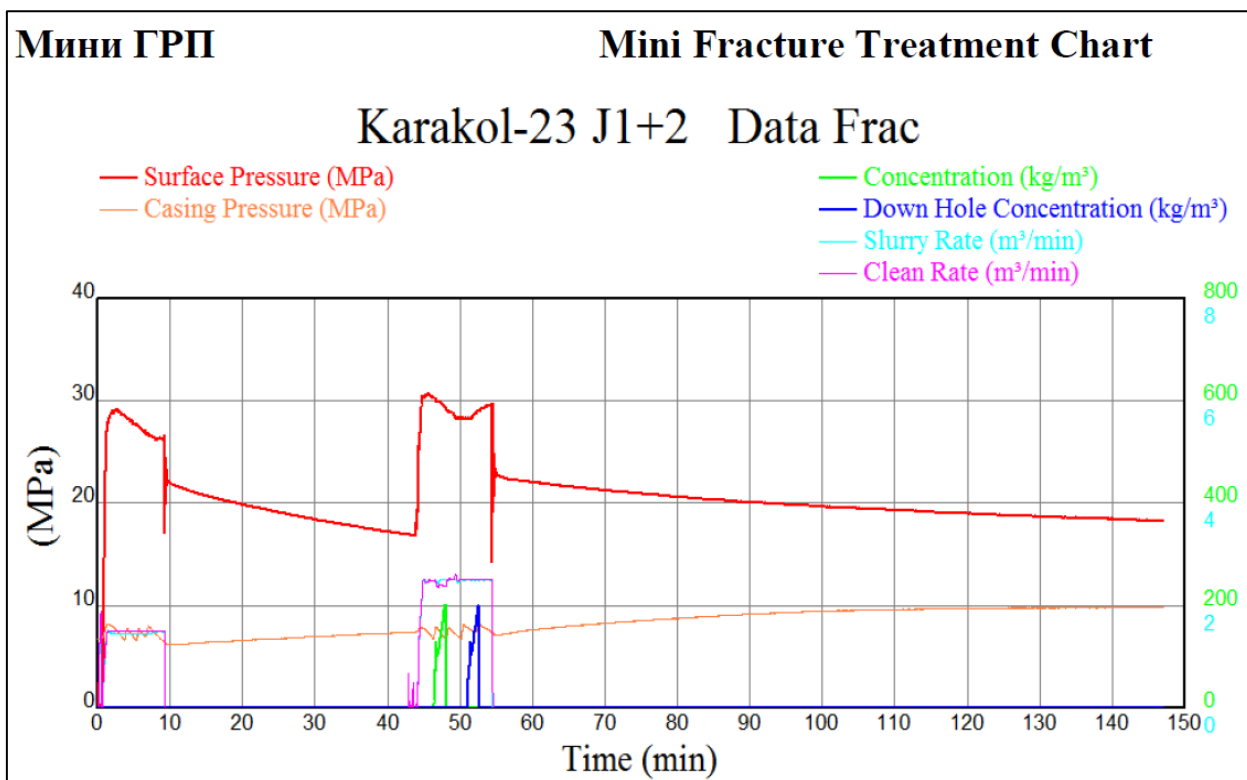


Рис. 3.2.4.18 – График мини ГРП на скважине №КК-23

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 70 %, а по дизайну 53 %. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 790 кПа. В связи высокой эффективностью жидкости, для более безопасной закачки пропанта в пласт было решено снизить буферную жидкость с 25 до 22 м<sup>3</sup>, и конечную концентрацию пропанта с 1000-1000 до 900-900 кг/м<sup>3</sup>. Остальные параметры оставили без изменений.

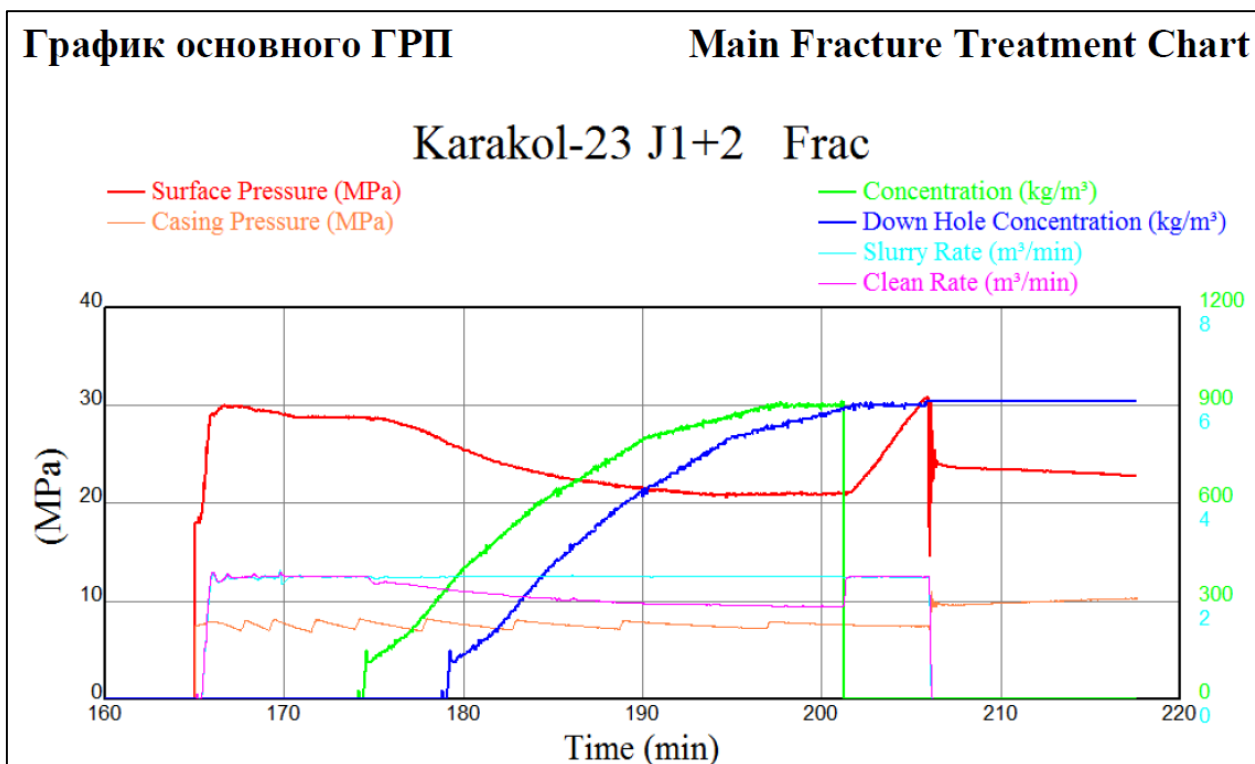


Рис. 3.2.4.19 – График основного ГРП на скважине №КК-23

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.4.19), закачали запланированный объем проппанта 35 тонн 20/40 проппанта Форес было закачено в скважину из них 34.7 тонн проппанта было закачено в пласт J1+2 (интервал перфорации 2485-2515 м). Ниже на рисунке 3.2.4.20 представлен профиль трещины.

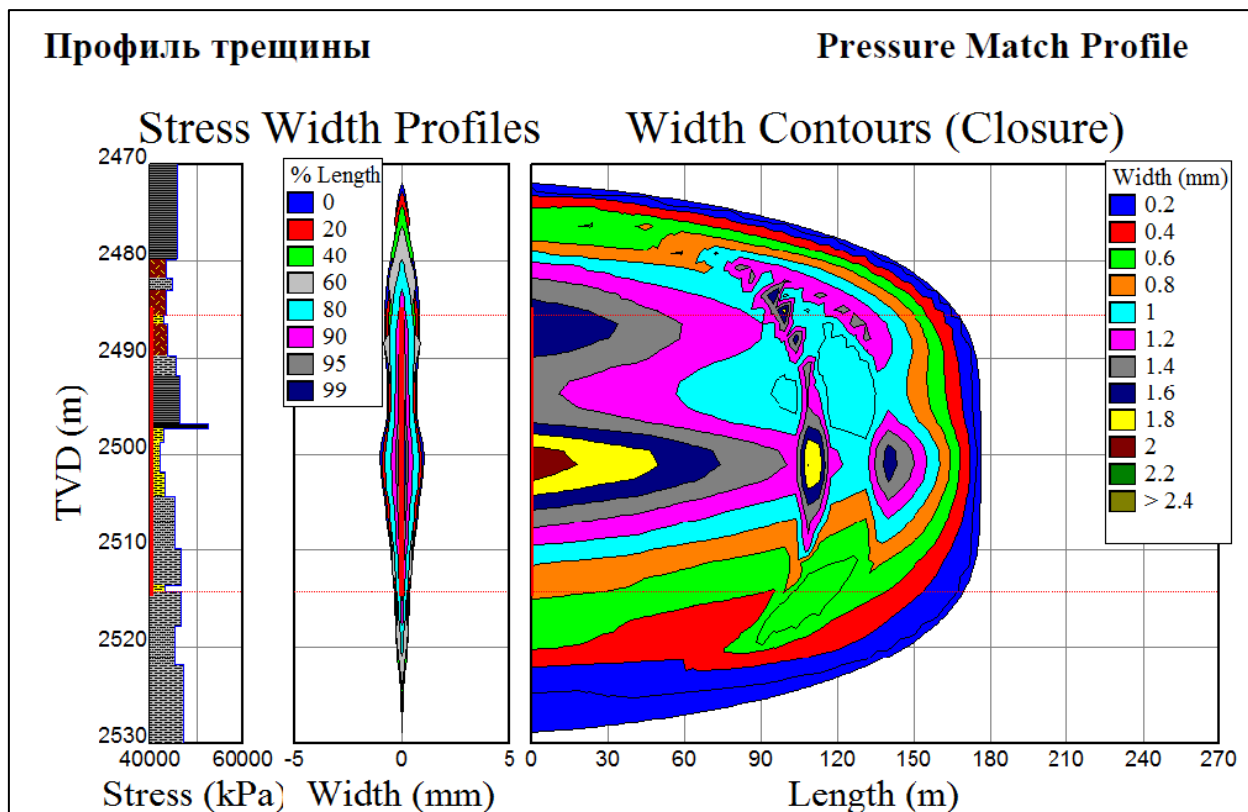


Рис. 3.2.4.20 – Профиль трещины ГРП на скважине №KK-23

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 176 метра, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 168 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 47 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 11,8 мм.

#### *Проведение ГРП на скважине №KK-10*

23 декабря 2018 года на скважине №KK-10 в интервалах перфорации 2315-2317, 2320-2324 метров (горизонт Ю-VI-2) были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018-2019 гг., горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 5 м<sup>3</sup>/сут. Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.4.21.



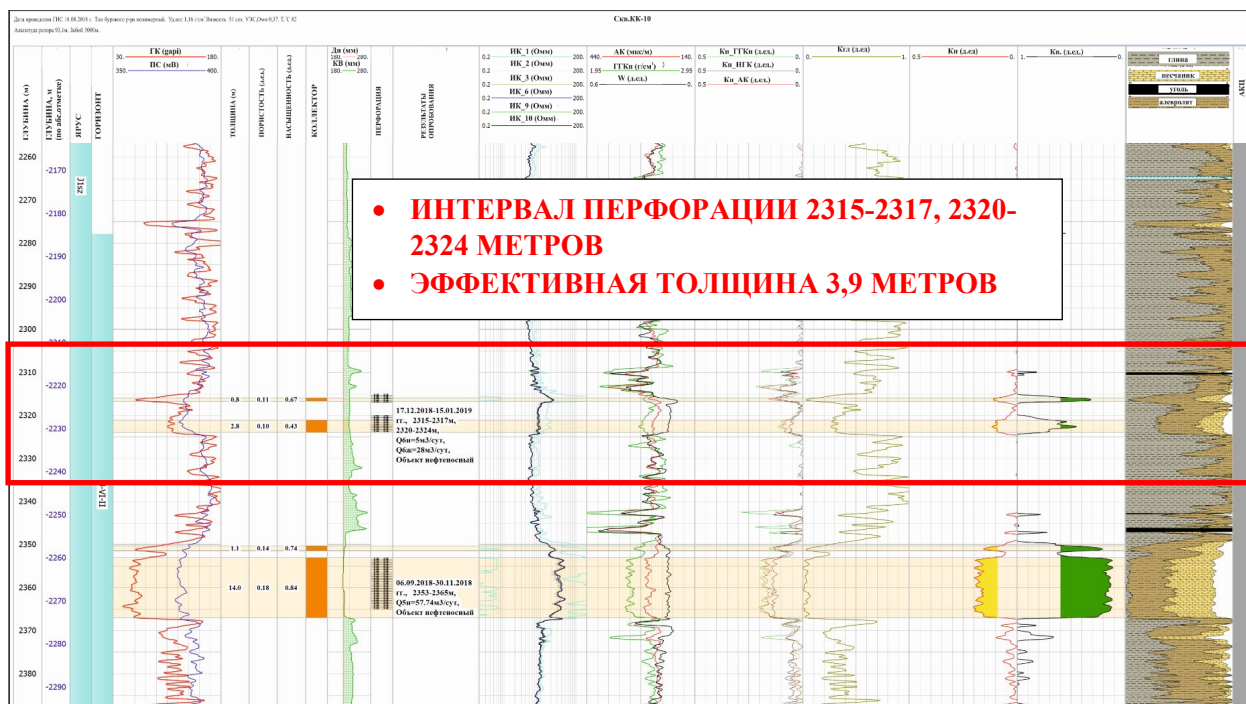


Рис. 3.2.4.21 - Планшет РИГИС скважины №КК-10

Подготовительные работы были проведены 21 декабря 2018 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 9,2 м<sup>3</sup> линейного геля. Затем закачено 11.3 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.593 тонн 16/20 керамического пропанта, затем было закачено 8.36 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.56 м<sup>3</sup>/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.

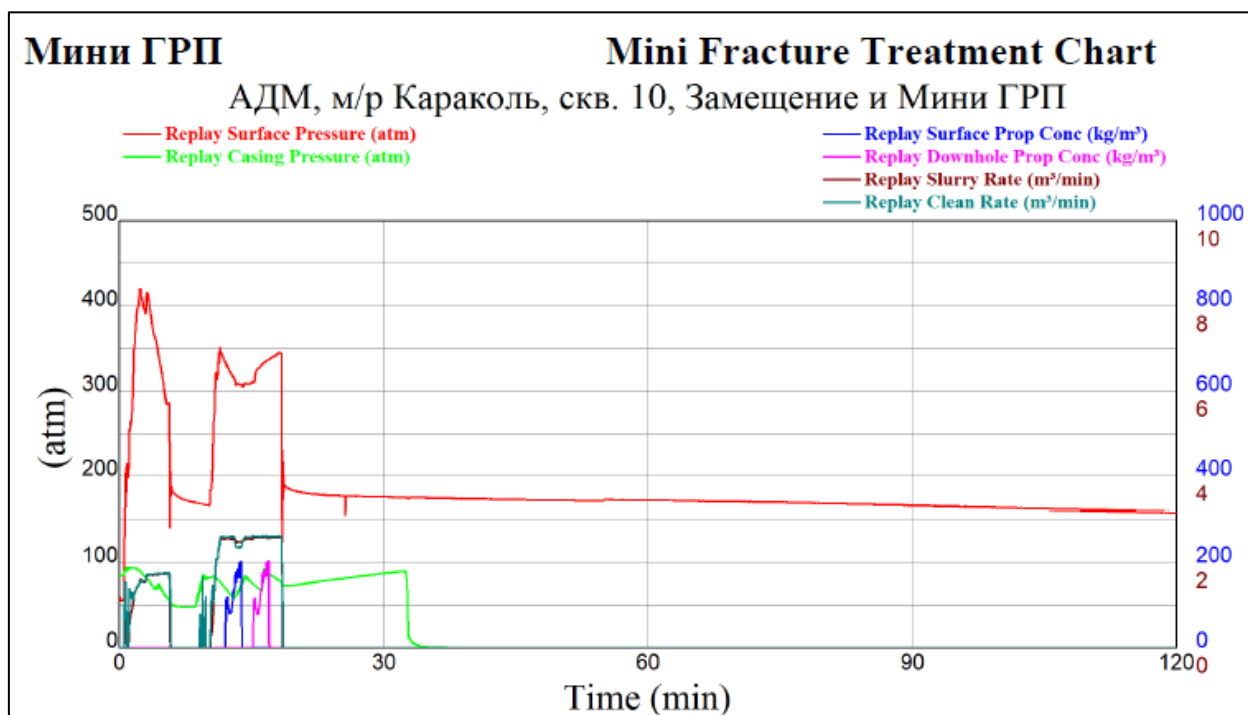


Рис. 3.2.4.22 – График мини ГРП на скважине №КК-10

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 79%, а по дизайну 61%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 19 атм. По результатам анализа мини-ГРП в связи с высокой эффективности жидкости в графике обработки основного ГРП внесли следующие изменения: снизили объем подушки с 50 до 40 м<sup>3</sup> все остальные параметры остались без изменения.

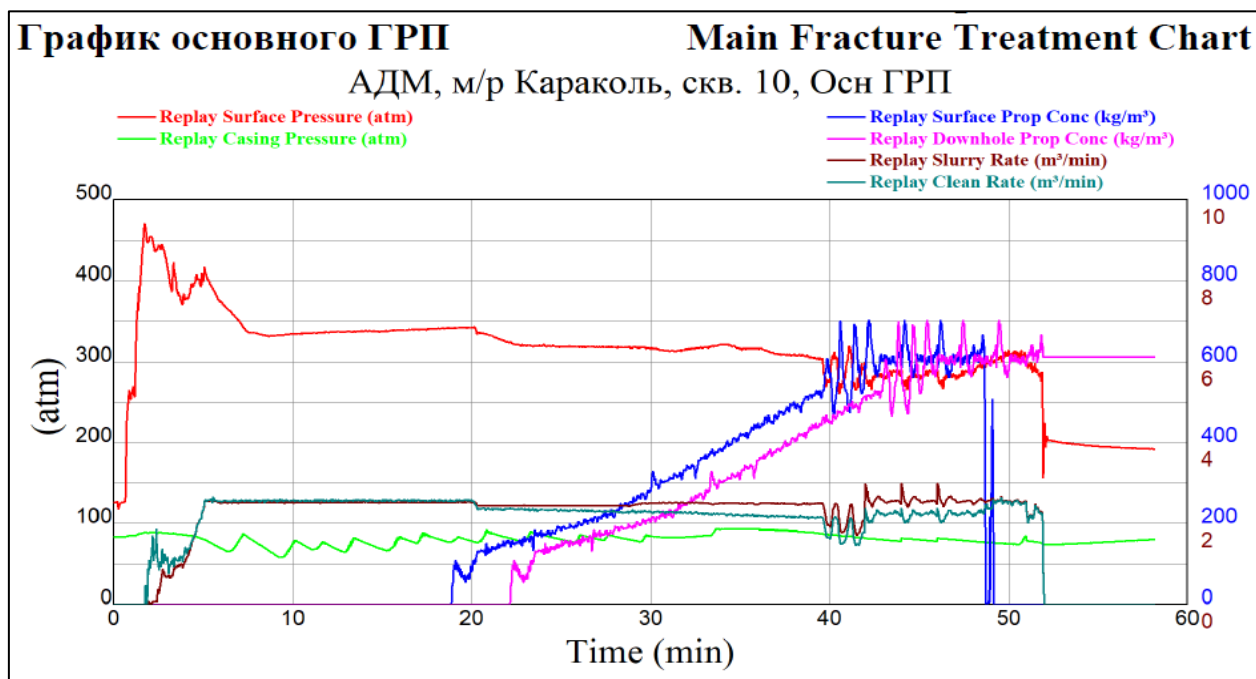


Рис. 3.2.4.23 – График основного ГРП на скважине №КК-10

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.4.23), закачали запланированный объем пропанта 25 тонн 16/20 Форес пропанта было закачено в скважину, из них 24.8 тонн пропанта было закачено в пласт J (интервал перфорации 2315-2324 м). Ниже на рисунке 3.2.4.24 представлен профиль трещины.

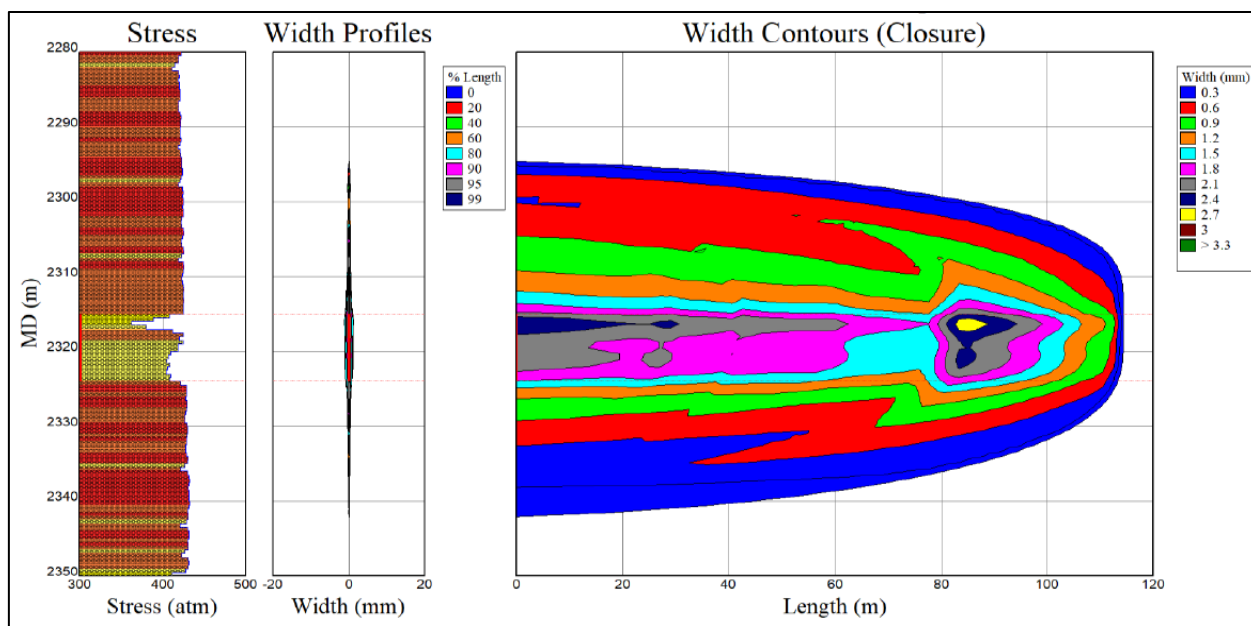


Рис. 3.2.4.24 – Профиль трещины ГРП на скважине №КК-10

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 115 метра, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 112 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 39 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 16,9 мм. Так как вызова притока до проведения ГРП не осуществлялось, оценить эффективность ГРП затруднительно.

### *Результаты ГРП*

Работы были проведены по технологии компании - производителя работ. В качестве расклинивающего агента использовался проппант. Жидкостью разрыва служила гелеобразная смесь на основе воды. В 4 скважинах ГРП был проведен до вызова притока жидкости, поэтому проанализировать эффективность ГРП в данных скважинах не представляется возможным.

По скважине КК-20 (рисунок 3.2.34) гидроразрыв пласта был произведен в 2013г. Конечный дебит нефти составлял 1,8 т/сут, после проведения ГРП дебит нефти возрос до 7,7 т/сут. В скважине КК-2 дебит нефти увеличился с 1,9 до 7,6 м<sup>3</sup>/сут, в скважине КК-5 с 13 до 20 м<sup>3</sup>/сут. Дебит увеличился в 1,5-4 раза. Однако стоит учитывать, что данные скважины после ГРП работали непродолжительное время, в связи с чем оценить эффект в полной мере является затруднительным.

В скважине КК-23 при опробовании методом ИПТ из интервала 2035-2041м. С целью интенсификации притока выполнено ГРП. Закачено 0,6 т проппанта. Максимальное давление составило 30 МПа, конечное 25,1 МПа. Давление разрыва пласта составило 28,4 МПа. Общий объем закаченного геля 115 м<sup>3</sup>. Фонтанного притока после ГРП не получили. Опробование пласта продолжили свабированием. В период с 13.05 по 20.05.2019 г. было откачено 77,687 м<sup>3</sup> жидкости – нефть с водой. На конечный момент содержание воды 97%. В скважине 100 до ГРП был получен дебит 0,2 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью 96%. После проведения ГРП был получен дебит нефти 8 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью 40%.

В дальнейшем, в качестве метода интенсификации притока флюидов путем воздействия на призабойную зону скважины на месторождении Караколь, рассмотрено проведение гидравлического разрыва пластов (ГРП).

Известно, что в случае успешно проведенного ГРП производительность скважин может увеличиться в десятки раз за счёт улучшения сообщаемости продуктивного пласта со скважиной с большим радиусом воздействия (распространения трещины).

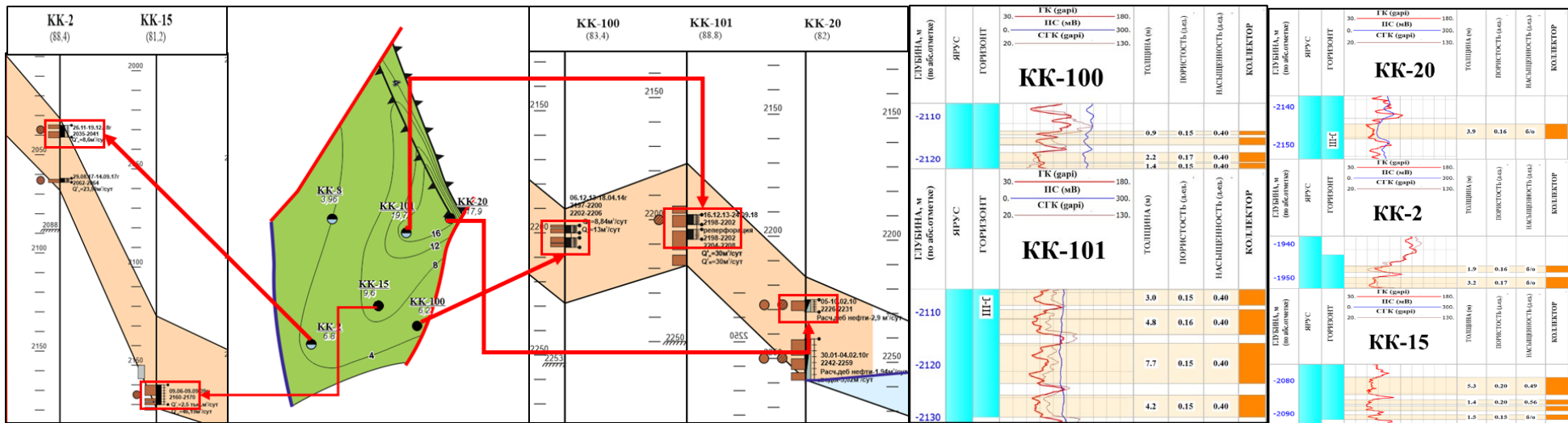


Рис.3.2.4.25 – Проведение ГРП в скважинах, вскрытых в горизонте Ю-III

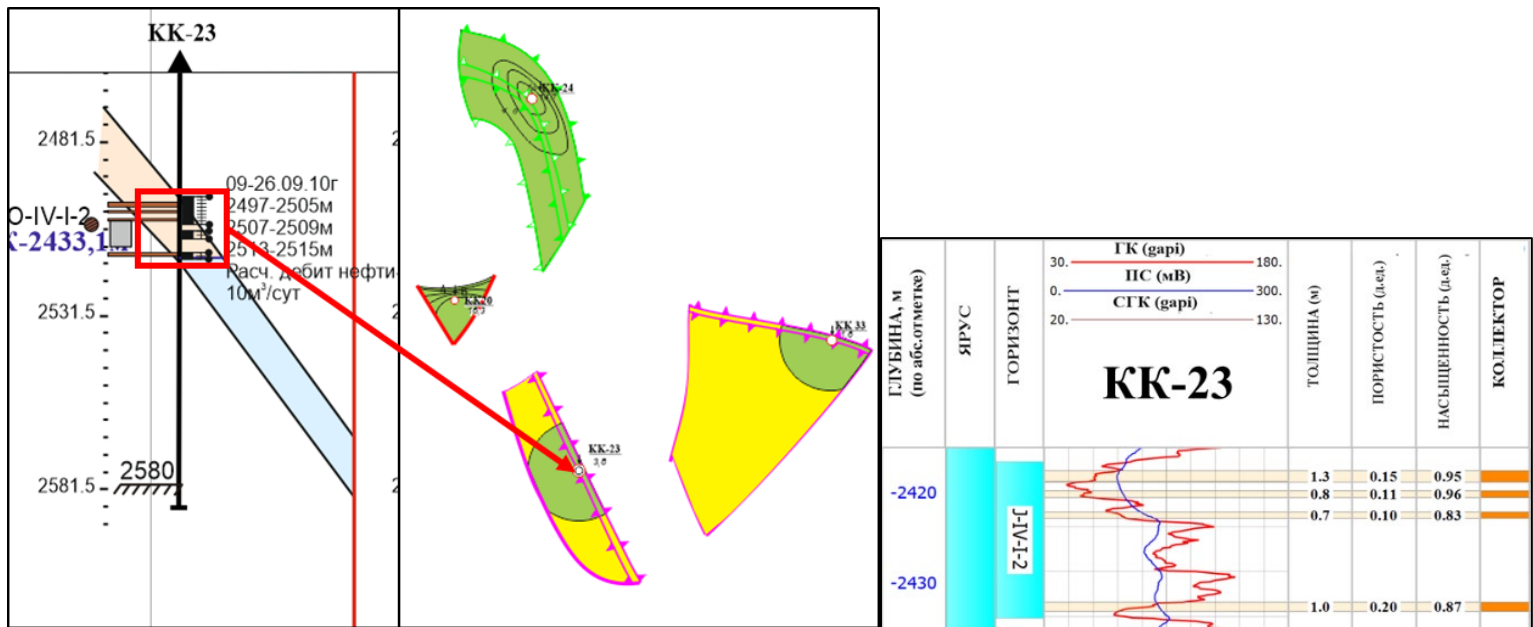


Рис.3.2.4.26 – Проведение ГРП в скважине KK-23. Горизонт Ю-IV.

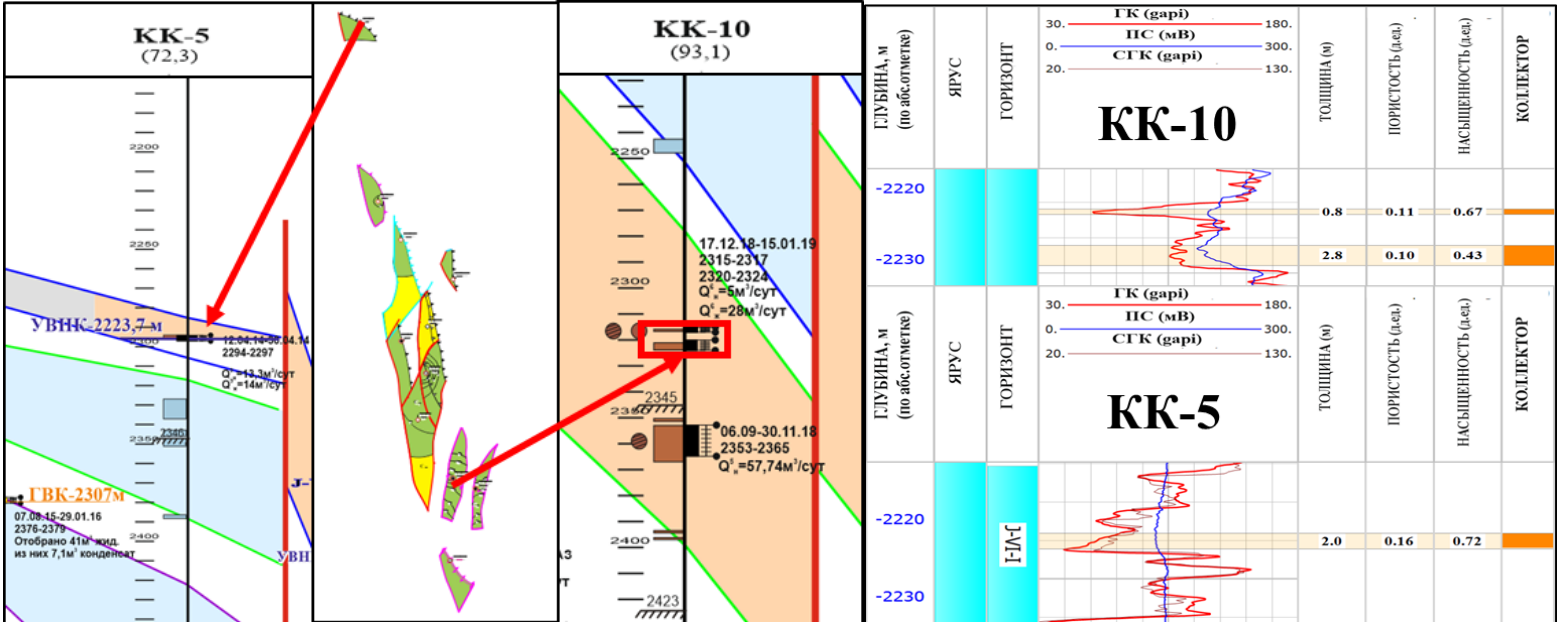


Рис.3.2.4.27 – Проведение ГРП в скважинах KK-5 и KK-10. Горизонт Ю-VI.

Таблица 3.2.4.2 – Результаты проведения ГРП

№№ скв	Горизонт	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут		Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут		Обводненность, %	
		До	После	До	После	До	После
1	2	3	4	5	6	7	8
KK-100	Ю-III	-	7	-	13.13	-	46.7
KK-15	Ю-III	-	5	-	8.61	-	41.9
KK-101	Ю-III	0,2	8	9	13.34	96	40
KK-20	Ю-III	8,6	19	8,6	19	4,5	0,5
KK-23	Ю-IV-I-1	Притока нет	5.7	Притока нет	7.1	Притока нет	20
KK-2	Ю-III	2.1	7.6	1.9	9.01	9.5	15.6
KK-5	Ю-VI-1	13	20	13	20.3	0	1.5
KK-10	Ю-VI-2	-	16,5	-	16,5	-	0

Технологически работы, проведенные по гидравлическому разрыву пласта проведены без серьезных осложнений. Общими причинами неуспешности проведения ГРП по группам скважин предположительно являются:

- Длительное время освоения скважины после проведения ГРП; кольматация ПЗП растворами жидкости глушения/Загрязнение поверхности трещины остатками неразложившегося геля; недостаточное количество деструктора; несовместимость жидкости разрыва с породой/ пластовой жидкостью;

Рекомендации:

- Необходима координация работ по движению бригады КРС и флота ГРП совместно заказчиком работ с целью избежать длительных простоев по промывке скважин и своевременному освоению скважин;
- Необходимо уделить большое внимание исследовательским работам по скважинам в особенности ГДИС, с целью прослеживания изменения пластового давления, оценки загрязнения ПЗП и анализу геометрии трещин по проведенным ГРП.

### ***Критерии выбора скважин для проведения ГРП***

ГРП используется в пластах, представленных твёрдыми, плотными породами с низкой проницаемостью (песчаники, известняки, доломиты).

Для проведения ГРП рекомендуются скважины, удовлетворяющие следующим критериям:

- Эффективная толщина пласта не менее 5 м;
- Отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
- Продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделён от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной не менее 5 м;
- Удалённость скважины от ГНК и ВНК должна превышать половину расстояния между добывающими скважинами согласно сетки размещения;
- Накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20% от удельных извлекаемых запасов;
- Скважина должна быть технически исправна, состояние эксплуатационной колонны и сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным в интервале выше и ниже интервала перфорации на 50м; Проницаемость пласта не более  $0,05 \text{ мкм}^2$  при вязкости нефти в пластовых условиях не более  $5,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

При выборе скважин для проведения ГРП, в частности определения рекомендуемых интервалов обработки, необходимо пользоваться результатами геофизических исследований, в которых указаны интервалы пласта-коллектора, коэффициент проницаемости, коэффициент пористости, коэффициент нефтегазонасыщенности, работающие интервалы, водонефтяной раздел.

### ***Выбор скважин-кандидатов на проведение ГРП***

При выборе скважин-кандидатов на проведение ГРП большое значение необходимо уделить толщине глинистых перемычек, отделяющих нефтяной пласт от водонасыщенного. В практике проведения ГРП толщина глинистого экрана принимается равной 8-ми метрам. Меньшее значение величины экрана может привести к прорыву воды по трещинам из водоносного горизонта. Особое внимание следует уделить выбору жидкости разрыва. Для условий месторождения Караколь в качестве жидкости разрыва рекомендуется загущенный раствор нефилтрующей жидкости на основе полимера.

В качестве объектов проведения с учётом перечисленных выше критериев выбора скважин, рекомендуется провести работы по ГРП. В таблице 3.2.9 представлены скважины с продуктивными нефтенасыщенными толщинами, при этом указаны горизонты в которых был проведен ГРП, а также горизонты, не рекомендованные для проведения гидроразрыва в связи такими факторами как: маленькая нефтенасыщенная толщина, близкое расположение интервалов к ВНК и ГНК. При этом ГРП рекомендуется провести на уже существующих интервалах и после эксплуатации объекта не менее 3-х месяцев, для более детальной оценки эффективности применения ГРП.

Таблица 3.2.4.3 – Скважины, рекомендованные для ГРП

Объект	Горизонт/ скважины	КК-100	КК-15	КК-101	КК-20	КК-22	КК-23	КК-102	КК-21	КК-1	КК-2	КК-5	КК-8	КК-9	КК-10	КК-11	КК-12	КК-13	КК-33	КК-24
	Ю-III																			
II	Ю-IV-I-1																			
	Ю-IV-I-2																			
	Ю-IV-II																			
III	Ю-VI-1																			
	Ю-VI-2																			
	Ю-VI-3																			

	Было проведено ГРП
	Рекомендуется провести ГРП
	Рекомендуется провести мини-ГРП



### ***Защита от коррозии***

При промышленной разработке ожидается обводнение продукции скважин по месторождению до 28,86%.

По классификации В.А. Сулина пластовые воды определяются как рассолы хлоридно-магниевого и хлоридно-кальциевого типов, общая минерализация вод составляет от 109,791 до 214,203 г/л.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов, значения pH. Содержание хлоридов в воде превышает пороговое значение в сотни раз (высокая коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона свыше пороговых в 50 мг/л в интервале значений pH 4.5-8.5. В воде присутствуют сульфат-ионы, однако их содержание недостаточно для развития полноценного биоценозного комплекса. По компонентному составу и степени воздействия воды продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, можно отнести содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др.

При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска (значения парциальных давлений углекислого газа, содержащегося в составе попутного газа, характеризуют коррозионную угрозу как маловероятную, угроза сероводородной агрессии отсутствует) практически будут отсутствовать.

Трубопроводы выкидных линий и нефтесборного коллектора рекомендуется изготавливать из труб бесшовных горячедеформированных первой категории прочности. Прокладка трубопроводов подземная на глубину 1,5 м до верха трубы.

Наземная часть трубопроводов изолируется минераловатными матами с обёрткой оцинкованным листом.

***Рекомендации:***

Для интенсификации добычи нефти путём улучшения сообщаемости продуктивного пласта со скважиной рекомендуется глубокий гидроразрыв пласта.

Для выявления качественных изменений, происшедших в скважинах после ГРП, следует до и после ГРП проводить РЛТ-исследования, полный комплекс ГДИС с определением скин-фактора и коэффициента проницаемости, периодически измерять дебит нефти и газа, обводнённость и т.д.

В случае обнаружения твёрдых отложений на поверхности подземного оборудования рекомендуется провести работы по определению их компонентного состава, подбору растворяющих композиций и разработке технологии их применения. По результатам исследований рекомендовать способы очистки подземного оборудования от АСПО.

Для удаления образовавшихся парафиновых отложений с поверхности подземного оборудования рекомендуется применять механический метод - скребок типа «система ножей» на геофизическом кабеле и термические методы - промывка горячей нефтью, пропарка и электропрогрев.

### 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 технологических показателей разработки, положена схема модель послойно- и зонально-неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта. Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам ( $d$ ), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно - квадратом коэффициента вариации ( $V^2$ ).

Модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения  $Y(X)$  и связанные с ней функции плотности  $Y(X)$  и производительности  $W(X)$ .

Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямопропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры  $K_3$ ,  $F$  - суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и  $A$  - предельная доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как  $W$  – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев,  $V_3^2$  – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами,  $V_n^2$  – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости,  $V_{я}^2$  – неоднородность сетки скважин по языкообразованию,  $\eta_{ср}$  – среднее значение коэффициента продуктивности скважин,  $K_{ср.пр}$  – среднее значение проницаемости.

Послойная неоднородность определена на основе данных значений коэффициентов проницаемости, по результатам анализа керновых материалов и приведена в таблице 3.3.1.

Значение параметра  $d$  – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов не определялся из-за незначительного количества пробуренных на месторождении скважин. По опыту разработки нефтяных месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км. В настоящей работе этот параметр равным 0,3 км.

Зональная неоднородность ( $V_3^2$ ) для объектов определяется по удельным начальным коэффициентам продуктивности скважин.

Доля неколлектора определялась отношением эффективной толщины пластов скважин к их общей толщине. Значения доли неколлектора по эксплуатационным объектам приведены в таблице 3.3.2.

**Таблица 3.3.1 - Принятые значения послойной неоднородности  $V_n^2$  по проницаемости**

Объект	Горизонт	Кол-во скважин	Количество представительных образцов	Средние значения проницаемости, мД	$V_n^2$
I объект	Ю-III	3	27	0,350	0,677
II объект	Ю-IV	5	41	0,361	0,723
III объект	Ю-VI	3	25	0,221	0,626

**Таблица 3.3.2 – Геолого-физические характеристики расчетной модели пластов**

Параметры	I объект	II объект	III объект
	Ю-III	Ю-IV	Ю-VI
Соотношение подвижностей ( $m^*$ )	0,346	0,711	0,178
Различие физических свойств ( $m_0$ )	1,213	1,529	1,875
Послойная неоднородность ( $V_1^2$ )	0,677	0,723	0,626
Зональная неоднородность ( $V_{зон}^2$ )	0,600	0,795	0,551
Расчетная послойная неоднородность ( $V_2$ )	1,453	1,795	1,284
Доля отбора подвиж. запасов за безводный период ( $K_{зн}$ )	0,137	0,114	0,152
Конечная доля отбора подвижных запасов ( $K_{зк}$ )	0,761	0,715	0,787
Доля неколлектора ( $w$ ), доли ед.	0,790	0,658	0,827
Размер неоднородности ( $d$ ), м	300	300	300
Предельная обводненность ( $A_2$ ), доли ед.	0,98	0,98	0,98

### **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

$q_0(t)$  - фактический амплитудный дебит объекта при известном  $Q_0(t)$ , определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_D(t)/Q_0(t)}$$

Определение параметра  $Q_{F0}(t)$  - фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных  $q_0(t)$ ,  $q_F(t)$  и  $Q_{FD}(t)$  по формуле:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t)/q_0(t)}$$

где  $q_F(t)$  и  $Q_{FD}(t)$  связаны с весовыми отборами через параметр  $\mu_0$ , 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.

#### *Для газоконденсатной части*

Для расчета прогнозных технологических показателей разработки газоконденсатной части использовалась система расчетных формул, которые приведены ниже:

$$\begin{aligned} q_{абс.св.} &= \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{пл}^2 - 1)}}{2B} (P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = A * q_r + B * q_r^2 P_{пл\text{ тек}} \\ &= P_{пл\text{ нач}} \left( 1 - \frac{\sum Q_{г\text{ тек}}}{V_{геол}} \right) \end{aligned}$$

$$Q_g = q_g * N_{скв} * 365 * K_z$$

где:  $P_{пл\text{ тек}}$  и  $P_{пл\text{ нач}}$  – текущее и начальное пластовые давления;  $\sum Q_{г\text{ тек}}$  – текущий суммарный отбор газа;  $V_{геол}$  – начальные геологические запасы газа;

$(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)$  – депрессия на пласт при режиме постоянного дебита;  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления;  $q_r$  – средний дебит одной газовой скважины;  $Q_g$  – годовой уровень отбора газа;  $N_{скв}$  – число газовых скважин;  $K_z$  – коэффициент эксплуатации (0,9 д.ед.);  $q_{абс.св.}$  – абсолютный или потенциальный свободный дебит газовой скважины.

Проектный коэффициент эксплуатации газовых скважин принят на уровне 0,90 д.ед., при котором дни работы проектных скважин составляют 329 суток в течение года.

С учетом вышеперечисленных условий выполнен прогноз основных технологических показателей разработки газоконденсатной части, результаты которых представлены в разделе 4.1.

### 3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

#### 3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

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.

Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Караколь», в рамках которого выделено 3 объекта:

- I объект – горизонт Ю-III;
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты 1-1, 1-2);
- III объект – горизонт Ю-VI (пласты 1, 2 и 3).

В рамках настоящего отчета по результатам бурения и опробования поисковых и разведочных скважин с привлечением результатов интерпретации материалов ГИС в разрезе установлены 9 продуктивных горизонтов: Ю-III, Ю-IV-I-1, Ю-IV-I-2, Ю-IV-II, Ю-V-1, Ю-VI-1, Ю-VI-2, Ю-VI-3. Из них горизонты: Ю-III, Ю-IV-I-2 – нефтяные, Ю-IV-I-1, Ю-IV-II – газонефтяные, Ю-V-1 – газовый, Ю-VI-1,2,3 – нефтегазовые.

Залежи горизонтов пластовые, тектонически, литологически экранированные, в большинстве своем представлены полуантиклиналями. Средняя глубина залегания залежей изменяется от 2205 м до 2506 м. Залежи приурочены к коллекторам песчаникам гранулярного типа, характеризующимся низкими значениями пористости (от 12% до 17%) и проницаемости (от 0,00051 мкм<sup>2</sup> до 0,0336 мкм<sup>2</sup>), а также высокой степенью расчлененности. Количество продуктивных пропластков по залежам изменяется от 6 (скв. КК-6 залежь Ю-III) до 20 (скв. КК-22 залежь Ю-VI-2) – коэффициент расчлененности соответственно изменяется от 7 до 12. Значения общих толщин по горизонтам изменяется от 17,4 м до 97,6 м, эффективная толщина при этом - от 6,6 м до 17,8 м. Эффективные нефтенасыщенные тощины залежей изменяются от 17,8 м до 5,7 м. В большинстве своем, из-за незначительных нефтенасыщенных толщин, опробование и исследование пропластков выполнено совместно.

Нефть залежей горизонтов Ю-III, Ю-IV-I-1 и IV-I-2 легкие с плотностью в поверхностных условиях - 0,8544-0,8459 г/см<sup>3</sup>, смолистые с содержанием смол от 16,9 до 11,8%, малосернистые - 0,30-0,157%, по типу – высокопарафинистые, содержание

парафина в нефти составляет от 15,6 до 18,6%. По вязкости в пластовых условиях относятся к маловязким нефтям (1,43-2,87 мПа\*с). Нефти залежей Ю-VI-2, Ю-VI-3 - особо легкие (летучие) с плотностью 0,7325-0,7153 г/см<sup>3</sup>, смолистые с содержанием смол от 4,3% до 4,9%, малосернистые - 0,014-0,048%, малопарафинистые – 1,9-2,4%. По вязкости в пластовых условиях относятся к маловязким нефтям (0,205-0,209 мПа\*с).

Основываясь на нынешнем знании геологии и анализе текущего состояния разработки, в качестве основных факторов, рассматриваемыми в качестве критериев объединения залежей в один эксплуатационный объект явились такие, как срок совместной промышленной разработки, схожесть типа залежей, величины запасов нефти, характер насыщения, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

Таким образом, на основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, выделение объектов разработки по нефтяной части остается неизменным:

I объект – горизонт Ю-III;

II объект – горизонт Ю-IV (пласты 1-1, 1-2, 2);

III объект – горизонт Ю-VI (пласты 1, 2 и 3).

На рисунке 3.4.1 приведено распределение геологических запасов нефти (B+C<sub>1</sub>) по объектам разработки. Как видно из рисунка, основным по запасам эксплуатационным объектом является I объект, на который приходится 47 % геологических запасов месторождения. На рисунке 3.4.2 приведено распределение геологических запасов нефти (C<sub>1</sub>/C<sub>2</sub>) по месторождению. С целью уточнения геологического строения и оценки продуктивности горизонтов, запасы которых оценены по категории C<sub>2</sub>, рекомендуется пробурить оценочные скважины.

С целью выработки запасов всех полезных ископаемых в рамках второго и третьего вариантов дополнительно предусмотрена разработка газоконденсатной части месторождения (горизонты Ю-IV (пласт 2), Ю-VI (пласты 1, 2 и 3)), с учетом которых выделение объектов для вышеуказанных вариантов будет выглядеть следующим образом:

**I объект** – горизонт Ю-III; **II объект** – горизонт Ю-IV (нефтяные пласты 1-2, 2 и газоконденсатный пласт с нефтяной оторочкой - пласт 1-1); **III объект** – горизонт Ю-VI (нефтяные пласты 1 (р-н скв. КК-1, КК-2, КК-5, КК-9, КК-12, КК-102), 2 (р-н скв. КК-10, КК-12, КК-13, КК-22); и 3 (р-н скв. КК-21), **IV объект** – горизонт Ю-IV (газоконденсатный пласт 2 (р-н скв. КК-23) и горизонт Ю-VI (газоконденсатные пласты 1 (р-н скв. КК-1, КК-



15, КК-33); 2 (р-н скв. КК-2, КК-15, КК-101, КК-103, КК-104) и 3 (р-н скв. КК-4, КК-6, КК-20, КК-24, КК-33, КК-104).

На рисунках 3.4.3-3.4.4 представлено распределение геологических запасов свободного газа и конденсата по категории  $C_1$ . Как видно, основные запасы газа и конденсата сосредоточены на горизонтах Ю-VI-2 и Ю-VI-3.

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.1.

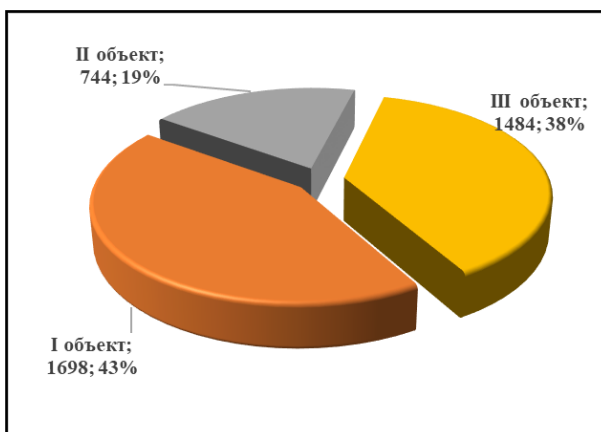


Рис. 3.4.1. Распределение геологических запасов нефти по категории  $C_1$  по объектам

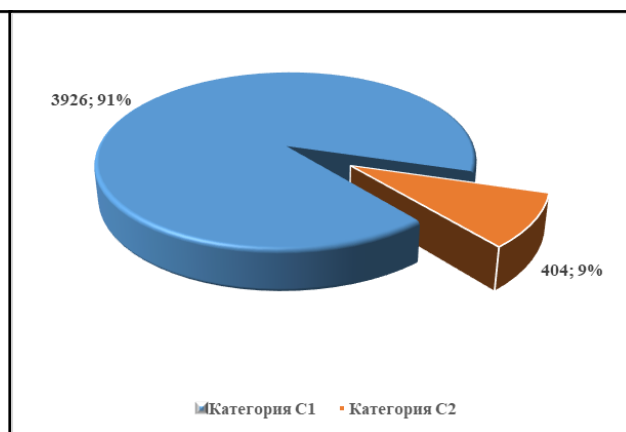


Рис. 3.4.2. Распределение геологических запасов нефти по категориям по месторождению

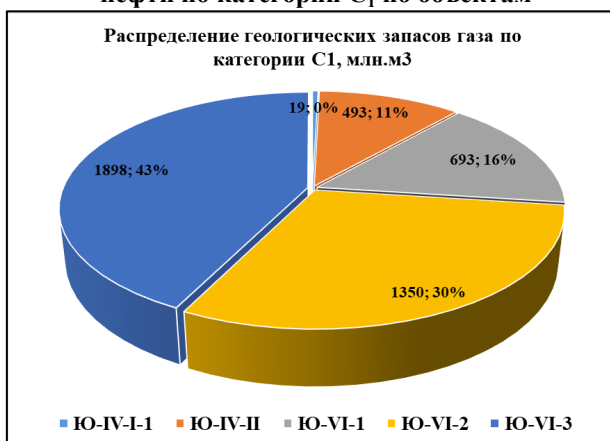


Рис. 3.4.3. Распределение геологических запасов свободного газа по категории  $C_1$

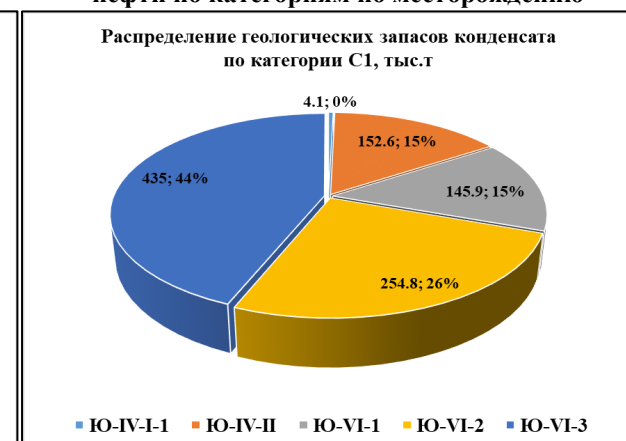


Рис. 3.4.4. Распределение геологических запасов конденсата по категории  $C_1$

Таблица 3.4.1 - Геолого-физическая характеристика объектов разработки

Параметры	I объект	II объект			III объект			IV объект ( в рамках 2 и 3 вариантов)			
	Ю-III	Ю-IV-I-1	Ю-IV-I-2	Ю-IV-2	Ю-VI-1	Ю-VI-2	Ю-VI-3	Ю-IV-2	Ю-VI-1	Ю-VI-2	Ю-VI-3
Средняя глубина залегания. м	от-2006,2 до -2061	от-2161,6 до -2290,2	от-2425,3 до -2748,6	от-2581,6 до -2647,1	от-2008,6 до -3588,7	от-1829 до -2801,1	от-2306,5 до -3652,15	от-2581,6 до -2647,1	от-2008,6 до -3588,7	от-1829 до -2801,1	от-2306,5 до -3652,15
Тип залежи	пластовые тектонически-экранированные, литологически-ограниченны										
Тип коллектора	терригенный										
Площадь нефтеносности $C_1/C_2$ . тыс.м <sup>2</sup>	5314,4/-	735/-	822,5/2570	1327,5/-	3090/1481,3	2581,9/-	445/786,3	-	-	-	-
Площадь газоносности $C_1/C_2$ . тыс.м <sup>3</sup>	-	357,5/-	-	3973,13/1215,65	2604,38/1415	8330/660	6226,88/3115	3973,13/1215,65	2604,38/1415	8330/660	6226,88/3115
Средняя общая толщина коллектора. м	49.26	34.5	11.3	80.05	75.3	105.4	85.3	80.05	75.3	105.4	85.3
Средневзвешенная газонас. толщина. м	-	4.42	-	-	-	-	-	21.3	6.3	11.4	9.8
Средневзвешенная нефтенас. толщина. м	10.5	9.6	2.7	14.5	4.9	10.9	2.8	-	-	-	-
Пористость по керну, доли ед.	0.11	0.15	-	0.1	-	0.17	-	0.1	-	0.17	-
Пористость. доли ед.	0.16	0.16	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Средняя насыщенность нефтью. доли ед.	0.52	0.81	0.92	0.7	0.64	0.7	0.72	-	-	-	-
Средняя насыщенность газом. доли ед.	-	0.84	-	-	-	-	-	0.64	0.69	0.74	0.73
Проницаемость. $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	1.75	136.6	-	12.3	-	162.8	-	12.3	-	162.8	-
Кoeff. песчаности. доли ед.	0.29	0.376	0.21	0.31	0.25	0.13	0.13	0.31	0.25	0.13	0.13
Кoeff. расчлененности. доли ед.	4	5	3	8	6	4	4	8	6	4	4
Пластовая температура. °C	78.02	82.76	-	-	78.28	72.68	81.8	-	78.28	72.68	81.8
Пластовое давление. МПа	23.11	25.25	-	-	17.78	17.75	22	-	17.78	17.75	22
Вязкость нефти в пластовых условиях. мПа·с	1.101	2.147	-	-	0.405	0.352	0.205	-	-	-	-

## Продолжение таблицы 3.4.1

Плотность нефти в пластовых условиях. т/м <sup>3</sup>	0.709	0.715	-	-	0.61	0.605	0.6035	-	-	-	-
Плотность нефти в стандартных условиях. т/м <sup>3</sup>	0.838	0.851	0.846	-	0.832	0.767	0.725	-	-	-	-
Объемный коэффициент нефти. доли ед.	1.313	1.249	-	-	1.75	1.75	1.933	-	-	-	-
Содержание серы в нефти. %	0.251	0.19	0.157	-	0.071	0.015	0.026	-	-	-	-
Содержание парафина в нефти. %	14.8	20.3	15.6	-	15.6	4.08	2.4	-	-	-	-
Давление насыщения нефти газом МПа	15.35	15.38	-	-	17.59	14.72	17.53	-	-	-	-
Газосодержание нефти. м <sup>3</sup> /т	124	148.3	-	-	298.46	273.22	359.18	-	-	-	-
Содержание конденсата		203.6		221	200.24	236.1	222.6	221	200.24	236.1	222.6
Давление конденсации, МПа		19.95		28.6	46.14	24.3	31.6	28.6	46.14	24.3	31.6
Относительная плотность газа по воздуху	0.842	0.856			0.919	0.92	0.858		0.919	0.92	0.858
Средняя продуктивность. м <sup>3</sup> /сут·МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Начальные геологические запасы нефти. всего (C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> ). тыс.т	1698/-	292/-	105/245	347/-	620/113	838/-	24/46	-	-	-	-
Начальные извлекаемые запасы нефти всего (C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> ). тыс.т.	365/-	48/-	26/50	77/-	139/18	171/-	10/14	-	-	-	-
Начальные запасы сухого газа, всего (C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> ). млн.м <sup>3</sup>	-	19/-	-	-	-	-	-	493/6	693/264	1350/19	1898/509
Начальные извлекаемые запасы сухого газа, всего (C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> ). тыс.т.	-	15/-	-	-	-	-	-	394/4	554/211	1082/16	1518/408
Начальн. геологич. запасы конденсата. тыс.т	-	4,1/-	-	-	-	-	-	152,6/1	145,9/55,5	254,8/5,1	435,2/84,6
Начальн. извл. запасы конденсата. тыс.т	-	2,1/-	-	-	-	-	-	76,4/0,6	73,1/27,8	127,5/2,6	217,9/42,3

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

При обосновании целесообразности размещения добывающих скважин на периферийных частях залежей, в водонефтяных зонах минимальная нефтенасыщенная толщина пласта для размещения скважин определялась по формуле:

$$h_n^{мин} = h_{внз} / [1 + \{A_2 \cdot \mu_v \cdot \gamma_n / (1 - A_2) \cdot \mu_n \cdot \gamma_v \cdot b_n\}]$$

где:

$h_n^{мин}$  - нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м;

$A_2 / (1 - A_2)$  – предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;

$A_2$  - предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины, 0,98 доли ед.;

$\mu_v$  – вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с;

$\mu_n$  – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с;

$\gamma_n, \gamma_v$  – плотности нефти и вытесняющей воды в поверхностных условиях, г/см<sup>3</sup>;

$b_n$  - объемный коэффициент нефти, доли ед.

Для рекомендуемого варианта, расчетные минимальные толщины для размещения скважин в водонефтяной зоне для основных эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.2.

Сроки выработки извлекаемых запасов нефти устанавливаются динамикой технологических показателей, определяемых по методике «ТатНИПИнефть» для вариантов разработки месторождения.

В проектах и уточненных проектах разработки и, как исключение, в технологических схемах обосновывается количество скважин-дублеров. Эти скважины предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин.

Исходя из технического состояния действующих скважин месторождения, бурение скважин-дублеров в данном проектом документе не планируется.

**Таблица 3.4.2 - Результаты определения  $h_{н.мин}$**

Объект	$h_{н.мин}$ , м	$\mu_n$ , мПа*с
I объект	3,0	1,05
II объект	1,7	2,15
III объект	2,1	0,54

### 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 пробной эксплуатации месторождения, а также геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, выявленных в результате разведочного и 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.

Для расчета технологических показателей разработки в целом по месторождению выбраны 3 расчетных варианта.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр ...» (№17131 от 28 июня 2018г МЮ РК) в качестве **базового варианта** рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки.

Поэтому, в качестве **базового** варианта в настоящей работе выбран вариант разработки, который предусматривает бурение 8 добывающих скважин и внедрение системы поддержания пластового давления путем закачки воды в нагнетательные скважины на I объекте. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать приконтурное заводнение.

**II вариант** разработки основан на 1 варианте и дополнительно предусматривает разработку газоконденсатной части месторождения. В целом по газоконденсатной части предусмотрен ввод 6 ранее пробуренных скважин и бурение 7 газодобывающих скважин. Также предусмотрен перевод 2-х скважин после отработки на нефть. Разработка газоконденсатной части месторождения предусмотрена с 2029 года.

Согласно п.138 ЕПРКИН, третий вариант должен предусматривать применение новых технологий, направленных на повышение коэффициентов извлечения углеводородов. Учитывая такие факторы, как многопластовое и блочное строение продуктивного разреза месторождения, а также геометрия залежей и совпадение их в структурном плане в рамках данного отчета в качестве **III варианта** разработки эксплуатационных объектов выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин. Добывные и конструктивные показатели проектных скважин взяты по аналогии с соседним месторождением Арысское, где пробурено 5 наклонно-направленных скважин. Остальные мероприятия по разработке нефтяной по расконсервации скважин и вводу объектов в разработку аналогичны с первым вариантом. По разработке газоконденсатной части все мероприятия по вводу ранее пробуренных и проектных скважин аналогичны со 2 вариантом.

Для определения проектных дебитов нефти новых скважин использовались фактические данные по последним пробуренным новым эксплуатационным и разведочным скважинам в период пробной эксплуатации и промышленной разработки. Так, по пробуренным скважинам, по которым предусмотрен ввод в эксплуатацию в течение проектно-рентабельного периода, проектные дебиты нефти по объектам изменяется следующим образом: по I объекту от 3 до 18 т/сут, в среднем 7,1 т/сут; по II объекту от 4,0 до 9,4 т/сут, в среднем 6,6 т/сут; по III объекту от 1,0 до 33,0 т/сут, в среднем 9,35 т/сут.

Входные дебиты нефти вертикальных проектных скважин изменяются в пределах: по I объекту от 10,8 до 17 т/сут, в среднем 14 т/сут; по II объекту от 8,8 до 9,0 т/сут, в среднем 8,9 т/сут; по III объекту от 7,0 до 10,0 т/сут, в среднем 8,7 т/сут.

Входные дебиты нефти наклонно-направленных проектных скважин изменяются в пределах: по I объекту от 13,0 до 20,4 т/сут, в среднем 16,7 т/сут; по III объекту от 9,1 до 12,0 т/сут, в среднем 10,7 т/сут.

Входные дебиты свободного газа газодобывающих скважин изменяются в пределах: от 12,6-56,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

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

Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть насколько это технически возможно высоким, что на 10% ниже давления гидроразрыва пласта.

Давление гидроразрыва пласта определяется из условия, что гидродинамический напор на забое скважины должен преодолеть давление вышележащей толщи пород (горное давление) и предел прочности продуктивной породы на разрыв, т.е.

$$P_{грп} = P_g + \sigma_g,$$

где  $P_{грп}$  – забойное давление разрыва пласта;  $P_g$  – горное давление, равное  $P_g = 0,01 \cdot H \cdot \gamma$  где  $H$  – глубина забоя, м;  $\gamma$  – средняя плотность вышележащих пород, равная 2,2-2,6 г/см<sup>3</sup>  $\sigma_g$  (обычно 1,5-3,0 МПа) – прочность горных пород на разрыв, МПа.

Давление нагнетания на устье скважины вычисляется по формуле:

$$P_y = P_g + \sigma_p + P_{тр} - P_{пл}$$

где  $P_y$  – устьевое давление, МПа,  $P_{тр}$  – потери давления на трение, МПа,  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа.

На месторождении в целях интенсификации притока при опробовании на четырех скважинах №№ КК-15 (горизонт Ю-III), КК-101 (горизонт Ю-III), КК-23 (горизонт Ю-IV-I-2) и КК-10 (горизонт Ю-VI-1) был проведён гидроразрыв пласта (ГРП), однако рабочее давление при гидроразрыве пласта не определялся. Определенное расчетным путем забойного давления при ГРП для эксплуатационных объектов изменяется от 34 до 42 МПа.

Как правило, забойное давление добывающих скважин целесообразно держать на уровне давления насыщения нефти газом, или немного выше давления насыщения. Согласно п.126 ЕПРКИН, в период пробной эксплуатации месторождения с целью определения оптимальных режимов работ скважин и критического значения забойных давлений, ниже которого начинается разгазирование нефти и увеличение обводненности, проводились режимные исследования (МУО).

В 4 скважинах проведены режимные исследования на разных режимах эксплуатации. Как показывают результаты проведенных исследований, при снижении забойного давления ниже давления насыщения до 13% роста газового фактора относительно газосодержания не наблюдается. Исходя из выше приведенных обстоятельств можно предположить, что в период промышленной разработки снижение  $P_{заб}$  ниже  $P_{нас}$  до 13% никаких отрицательных последствий за собой не повлечут. Зависимость снижения  $P_{заб}$  ниже  $P_{нас}$  от увеличения ГФ относительно газосодержания приведена на рисунке 3.4.5.

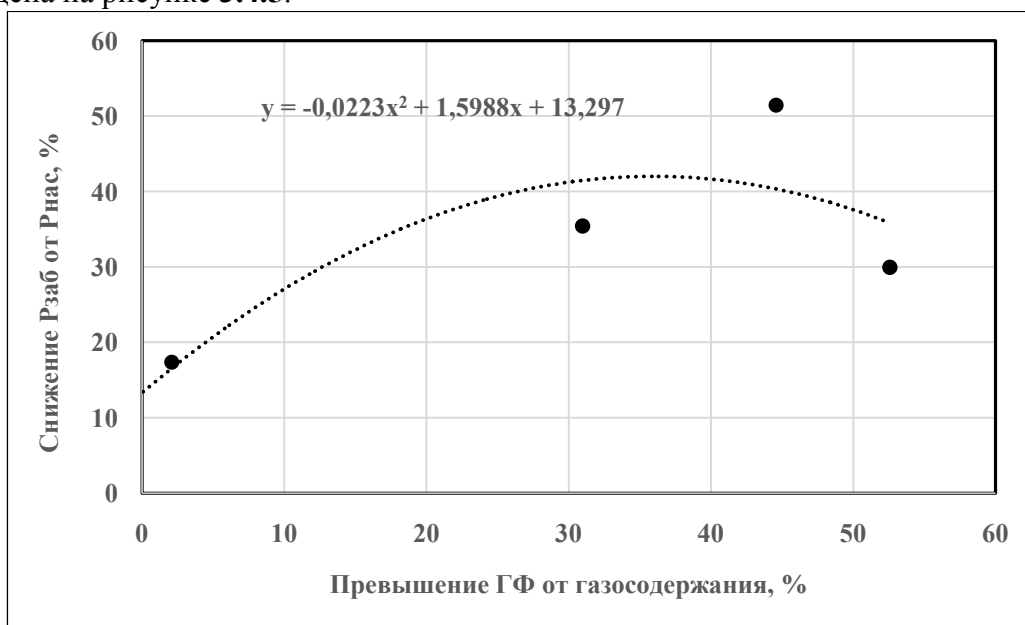


Рис. 3.4.5 – Определение критического значения забойного давления

Разбуривание месторождения во II варианте по нефтяной части проектируется осуществить вертикальными скважинами, в III варианте – наклонно-направленными. Проектная глубина скважин на объектах составит 2200-2700 м. Ввод скважин по годам предусматривает работу одного бурового станка. Порядок ввода скважин из бурения согласован с Недропользователем. Порядок ввода скважин по объектам приведен в таблицах 3.4.3-3.4.5.

В первую очередь рекомендуется бурение скважин, находящихся в зоне с предполагаемыми максимальными нефтяными толщинами.

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений было рассмотрено три варианта разработки, по которым определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические и экономические показатели.

**Вариант I** предполагает разработку с применением ППД.

Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из бездействия 3 скважин (КК-9, КК-11, КК-20), ввода из наблюдательного фонда 9 скважин (КК-5, КК-8, КК-13, КК-21, КК-22, КК-23, КК-33, КК-100, КК-102) и расконсервации скважины КК-24. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание добывающих скважин КК-20 и КК-100, после полной выработки запасов в районе данных скважин. Вариантом предусмотрено ввод из бурения 8 добывающих скважин. Бурение будет осуществляться в период 2025-2028гг.

**Вариант II** создан на базе 1 варианта и дополнительно предусматривает разработку газоконденсатной части с 2029г. В целом предусмотрено ввод 3 скважин (КК-6, КК-103, КК-104) из наблюдательного фонда и 3 скважин (КК-4, КК-19, КК-25) из консервации. В период 2033-2037гг предусмотрен ввод из бурения 7 газодобывающих скважин. Также предусмотрен перевод на добычу газа 2 скважин после отработки на нефть.

**Вариант III** создан согласно рекомендациям ЕРПКИН и предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арыское. По нефтяной части сроки и количество скважин, вводимых из бурения аналогичны с первым вариантом. Разработка газоконденсатной части аналогична 2 варианту разработки.

Комбинация вариантов разработки представлена ниже:

№№ варианта в целом по месторождению	Нефтяная часть			Газоконденсатная часть
	I объект	II объект	III объект	IV объект
1 вариант	1 вариант	1 вариант	1 вариант	
2 вариант	1 вариант	1 вариант	1 вариант	1 вариант
3 вариант	2 вариант	2 вариант	2 вариант	1 вариант

Схемы расположения фактических и проектных скважин представлены в графических приложениях.

На последующие года Кэкс принят 0,9 д.ед., поскольку как показывает результаты ПЭ эксплуатация скважин осложняется выпадением АСПО, которое требует периодического проведения обработки призабойной зоны пласта горячей нефтью (ОГН).



Таблица 3.4.3 - График мероприятий по вводу переходящих скважин в эксплуатацию по объектам по I-II-III вариантам (нефтяная часть)

Объект	Горизонт/ скважины	Скважины эксплуатационного фонда			Скважины наблюдательного фонда									В консерв.
		КК-20	КК-9	КК-11	КК-100	КК-22	КК-23	КК-102	КК-21	КК-5	КК-8	КК-13	КК-33	КК-24
I	Ю-III	2030	2040	2025	2023						2048			
II	Ю-IV-I-1	2023									2030			
	Ю-IV-I-2						2026						2027	
	Ю-IV-II													2024
III	Ю-VI-1		2024					2023		2031				
	Ю-VI-2					2025						2028		
	Ю-VI-3								2024					

Таблица 3.4.4 - График мероприятий по вводу проектных скважин в эксплуатацию по объектам по I-II-III вариантам (нефтяная часть)

Объект	Горизонт	№№ проектных скважин							
		КК-105	КК-106	КК-107	КК-108	КК-109	КК-110	КК-111	КК-112
I	Ю-III			2040	2025	2027	2028		
II	Ю-IV-I-1								
	Ю-IV-I-2								
	Ю-IV-2							2027	2028
III	Ю-VI-1	2027	2028	2026					
	Ю-VI-2								
	Ю-VI-3								

Таблица 3.4.5 - График мероприятий по вводу переходящих скважин в эксплуатацию по объектам по II-III варианту (газоконденсатная часть)

Объект	Горизонт	Перевод с нефтяной части		Скважины наблюдательного фонда			В консерв.		
		КК-102	КК-8	КК-6	КК-103	КК-104	КК-4	КК-19	КК-25
I	Ю-III								
II	Ю-IV-I-1		2045						
	Ю-IV-I-2								
	Ю-IV-II								
III	Ю-VI-1								
	Ю-VI-2					2029		2029	2029
	Ю-VI-3	2040		2029	2029		2029		

Таблица 3.4.6 - График мероприятий по вводу проектных скважин в эксплуатацию по объектам по II-III варианту (газоконденсатная часть)

№скв	Г-1	Г-2	Г-3	Г-4	Г-5	Г-6	Г-7
Ю-IV-I-1							
Ю-IV-II			2035				
Ю-VI-1		2034		2037			2033
Ю-VI-2	2036	2034			2034		
Ю-VI-3	2036					2033	2033

**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.

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

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

**Таблица 3.4.7 - Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки**

Характеристики	I объект	II объект	III объект
	Варианты		
	I-II-III	I-II-III	I-II-III
Геологические запасы нефти $C_1$ , тыс.т.	1698	744	1484
Геологические запасы газа $C_1$ , млн.м <sup>3</sup>	-	19	-
Режим разработки	водонапорный		
в том числе:	ППД	Естественный	
Система заводнения		-	-
Плотность сетки, га/скв	44.3	41.2	46.1
Расстояние между скважинами, м	500x500	500x500	500x500
Соотношение скважин, доб./наг.	5:1	-	-
Режим работы скважин:			
добывающих	Максимальное снижение динамического уровня		
нагнетательных	-	-	-
Коэффициент использования скважин, д. ед.			
добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	1	-	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.			
добывающих	0.9	0.9	0.9
нагнетательных	0,95	-	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	10/2	6/0	12/0
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	3	2	3
Перевод доб. скважин с другого объекта, ед.	3	0	0
Перевод с другого фонда (с консервации и т.д.). ед.	1	4	5
Перевод скважин под нагнетание, ед.	-	-	-
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	100	-	-
Принятый коэффициент компенсации отбора, накопл, %	50		
Удельные начальные геологические запасы на 1 скв., тыс.т	212.3	148.8	148.4
Способ эксплуатации добывающих скважин	механизированный		

**Таблица 3.4.8 - Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки**

Характеристики	IV объект
	Варианты
	II-III
Геологические запасы газа $C_1$ , млн.м <sup>3</sup>	4434
Система заводнения	Естественный
Плотность сетки, га/скв	113.63
Расстояние между скважинами, м	точечная
Соотношение скважин, доб./наг.	-
Режим работы скважин:	
добывающих	режим постоянного дебита
нагнетательных	-
Коэффициент использования скважин, д. ед.	
добывающих	1
нагнетательных	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.	
добывающих	0.9
нагнетательных	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./наг.)	14/0
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	7
Перевод доб. скважин с другого объекта, ед.	2
Перевод с другого фонда (с консервации и т.д.). ед	6
Перевод скважин под нагнетание, ед.	-
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-
Принятый коэффициент компенсации отбора, накопл, %	-
Удельные начальные геологические запасы на 1 скв., тыс.т	296.9
Способ эксплуатации добывающих скважин	Фонтанный

**Таблица 3.4.9 – Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам**

№ № п/ п	Характеристики	I объект	II объект	III объект
1	Плотность сетки скважин, га/скв	44,3	41,2	46,1
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	5:1	-	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %	100*	-	-
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	Рпл>Рнас** (значения по объектам приведены в разделе 4.1)		
		Рзаб>=Рнас** (значения по объектам приведены в разделе 4.1)		
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	Рпл=Рзаб+ΔР** (значения по объектам приведены в разделе 4.1)		
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам	91,6 м <sup>3</sup> /т	113,9 м <sup>3</sup> /т	3757 м <sup>3</sup> /т***
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		

\* - значение по компенсации будет соблюдаться в случае полного формирования нагнетательного фонда, согласно проекту

\*\* - 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

\*\*\* - допускается эксплуатация скважин в зоне ГНК, не более 3 месяцев, в течение которого провести изоляционные работы, в случае наличия два и более нефтенасыщенных пропластков в данном объекте.

**Таблица 3.4.10 – Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам**

№ № п/ п	Характеристики	IV объект
1	Плотность сетки скважин, га/скв	113.63
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %	-
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	значения по объектам приведены в разделе 8.1 значения по объектам приведены в разделе 8.1
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	значения по объектам приведены в разделе 8.1
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам	-
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	-
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблицы, приведенной в разделе 4.1

#### **3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки**

Для основного объекта (*горизонт Ю-III*), который будет разрабатываться с применением системы поддержания пластового давления использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам.

Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам ( $d$ ), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно - квадратом коэффициента вариации ( $V^2$ ).

Модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения  $Y(X)$  и связанные с ней функции плотности  $Y(X)$  и производительности  $W(X)$ .

Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямопропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры  $K_3$ ,  $F$  - суммарные отборы нефти и

жидкости в долях от подвижных запасов нефти и  $A$  - предельная доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как  $W$  – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев,  $V_3^2$  – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами,  $V_n^2$  – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости,  $V_{\text{я}}^2$  – неоднородность сетки скважин по языкообразованию,  $\eta_{\text{ср}}$  – среднее значение коэффициента продуктивности скважин,  $K_{\text{ср.пр}}$  – среднее значение проницаемости.

Послойная неоднородность определена на основе данных значений коэффициентов проницаемости, по результатам анализа керновых материалов и приведена в таблице 3.4.10.

Значение параметра  $d$  – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов не определялся из-за незначительного количества пробуренных на месторождении скважин. По опыту разработки нефтяных месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км. В настоящей работе этот параметр равным 0,3 км.

Зональная неоднородность ( $V_3^2$ ) для объектов определяется по удельным начальным коэффициентам продуктивности скважин. Доля неколлектора определялась отношением эффективной толщины пластов скважин к их общей толщине. Значения доли неколлектора по эксплуатационным объектам приведены в таблице 3.4.11.

**Таблица 3.4.11 - Принятые значения послойной неоднородности  $V_n^2$  по проницаемости**

Объект	Гор.	Кол-во скв.	Кол-во представительных образцов	Средние значения проницаемости, мД	$V_n^2$
I объект	Ю-III	3	27	0,350	0,677
II объект	Ю-IV	5	41	0,361	0,723
III объект	Ю-VI	3	25	0,221	0,626

**Таблица 3.4.12 - Геолого-физические характеристики расчетной модели пластов**

Параметры	Ю-III	Ю-IV	Ю-VI
Соотношение подвижностей ( $m_*$ )	0,346	0,711	0,178
Различие физических свойств ( $m_0$ )	1,213	1,529	1,875
Послойная неоднородность ( $V_1^2$ )	0,677	0,723	0,626
Зональная неоднородность ( $V_{\text{зон}}^2$ )	0,600	0,795	0,551
Послойная неоднородность ( $V_2$ )	1,453	1,795	1,284
Доля отбора подвиж. запасов за безводный период ( $K_{\text{зн}}$ )	0,137	0,114	0,152
Конечная доля отбора подвижных запасов ( $K_{\text{зк}}$ )	0,761	0,715	0,787
Доля неколлектора ( $w$ ), доли ед.	0,790	0,658	0,827
Размер неоднородности ( $d$ ), м	300	300	300
Предельная обводненность ( $A_2$ ), доли ед.	0,98	0,98	0,98

Гидродинамические расчеты по определению динамики добычи нефти и жидкости, движения фонда скважин проведены по методике ТатНИПИнефть.

Текущие годовые уровни нефти и жидкости рассчитаны по формулам:

$$q_o^{(t)} = \frac{q_o^{(t)}}{Q_o^{(t)} + 0,5q_o^{(t)}} x [Q_o^{(t)} - q^{(t-1)}] \quad \text{и}$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_o^{(t)}}{Q_{F_o}^{(t)} + 0,5q_o^{(t)}} x [Q_{F_o}^{(t)} - q_F^{(t-1)}] \quad \text{где:}$$

$q_o^{(t)}$  – текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;

$Q_o^{(t)}$  – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т;

$q^{(t-1)}$  – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

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

$q_F^{(t)}$  – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Величина амплитудного дебита (максимально возможный дебит залежи при одновременном разбуривании и вводе проектных скважин) рассчитывалась по формуле:

$$q_o^{(t)} = \xi \cdot \tau \cdot \eta_{и\text{ ср}} \cdot n_o \cdot \Delta P \cdot \varphi \cdot (1-\varepsilon) \cdot 10^{-6} \quad \text{где:}$$

$\xi$  – коэффициент надежности, определяется через квадрат коэффициента вариации, характеризующий неоднородность по продуктивности.

$\tau$  – среднее число дней работы скважины в году

$\eta_{и\text{ ср}}$  – число исследованных скважин на момент проектирования

$n_o$  – общее число скважин по проектной сетке

$\Delta P$  – перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин

$\varphi$  – функция относительной производительности скважины

$\varepsilon$  – доля уменьшения дебита скважин вследствие неоднородности продуктивных пластов.

Для объектов, которые будут разрабатываться на естественном режиме истощения использованы статистические методы.

Расчетные параметры определялись исходя из материалов опробования скважин на стадии пробной эксплуатации 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.

#### ***Для газоконденсатной части***

Для расчета прогнозных технологических показателей разработки газоконденсатной части использовалась система расчетных формул, которые приведены ниже:

$$q_{абс.св.} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{пл}^2 - 1)}}{2B} (P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = A * q_{г} + B * q_{г}^2 P_{пл\text{ тек}}$$

$$= P_{пл\text{ нач}} \left( 1 - \frac{\sum Q_{г\text{ тек}}}{V_{геол}} \right)$$

$$Q_{г} = q_{г} * N_{скв} * 365 * K_3$$

где:  $P_{пл\text{ тек}}$  и  $P_{пл\text{ нач}}$  – текущее и начальное пластовые давления;  $\sum Q_{г\text{ тек}}$  – текущий суммарный отбор газа;  $V_{геол}$  – начальные геологические запасы газа;

$(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)$  – депрессия на пласт при режиме постоянного дебита;  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления;  $q_{г}$  – средний дебит одной газовой

скважины;  $Q_r$  – годовой уровень отбора газа;  $N_{\text{скв}}$  – число газовых скважин;  $K_z$  – коэффициент эксплуатации (0,9 д.ед.);  $q_{\text{абс.св.}}$  – абсолютный или потенциальный свободный дебит газовой скважины.

Проектный коэффициент эксплуатации газовых скважин принят на уровне 0,90 д.ед., при котором дни работы проектных скважин составляют 329 суток в течение года.

С учетом вышеперечисленных условий выполнен прогноз основных технологических показателей разработки газоконденсатной части, результаты которых представлены в разделе 4.1.

### **3.4.5 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт**

Разработка месторождения Караколь будет осуществляться с использованием системы ППД путем закачки воды.

Для закачки будет использована попутно добываемая сточная вода.

Физико-химический и ионный состав воды пластовой воды приведены в разделе 2.3. Для выполнения предъявляемых требований, используемые воды должны пройти соответствующую подготовку перед закачкой в пласт.

### **3.4.6 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин**

#### *Обоснование охвата процессом вытеснения*

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  $\left( \frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)$ , установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

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



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

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, км<sup>2</sup>.

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. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям.

В связи с тем, что на месторождении Караколь специального анализа керна по определению коэффициента вытеснения не проводилось, значение данного коэффициента принят по аналогии с соседним месторождением Арыское, где для юрских горизонтов значения Квыт по лабораторным исследованиям составил 0,51 д.ед.

**Таблица 3.4.13 - Результаты спец.анализ керна**

№№ скв	Обр.	Газо-проницаемость, мД	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность, %	Эффект. проницаем, мД	Остаточная нефтенасыщенность, %	Относит. водопрониц-ть, мД	Квыт, %
40	1-010	210	24,7	37,2	61	29,2	0,258	53,3
	1-036	85	14,3	44,9	27,3	27,3	0,203	50,4
СП-4	1-005	368	21,5	29,2	252	48,6	0,383	31,3
	3-001	311	16,2	46,1	274	16,8	0,329	68,9

Идентичность месторождений помимо территориального расположения также подтверждается сходством продуктивных коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам. По месторождению Арыское (для юрских горизонтов) коэффициент проницаемости изменяется в пределах от 0,0107 до  $1,96 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем составляя  $1,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, коэффициент пористости - 0,14-0,37 д.ед., в среднем 0,21 д.ед. Так, согласно анализам керна, горизонт Ю-III месторождения Караколь, где планируется заводнение, характеризуется коэффициентом проницаемости в среднем  $1,75 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> ( $1,28-2,67 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и коэффициентом пористости 0,11 д.ед. (0,08-0,16 д.ед.).

#### *Количества резервных скважин*

Прогнозирование разработки на данный момент выполнено по результатам обобщения всей геологической информации о геолого-физических параметрах эксплуатационных объектов и пластовых флюидов. Но учитывая сложное геологическое строение структуры месторождения и большую неоднородность продуктивных горизонтов для компенсации вероятных просчетов расстановки скважин на площади рекомендуется предусмотреть резервный фонд скважин в количестве 10% от проектного.

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

В настоящем разделе описаны предполагаемые капитальные вложения по 3-м вариантам разработки месторождения Караколь.

**Вариант 1.** Данный вариант предусматривает продолжение реализации концепции разработки ПР-2019г. Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из наблюдательного фонда 9 скважин, ввода из бездействия эксплуатационного фонда 3 скважин и расконсервации скважины КК-24. Также предусматривается бурение 8 добывающих скважин. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание скважин КК-20 и КК-100, после выработки удельных запасов. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 38 лет (2023-2060гг.).

**Вариант 2. (рекомендуемый)** Данный вариант основан на 1 варианте и дополнительно предусматривает разработку газоконденсатной части месторождения. Всего по газоконденсатной части предусматривает ввод 3 скважин из консервации, 3 скважин из наблюдательного фонда, бурение 7 газодобывающих скважин и перевод 2 скважин из нефтяной части. Все мероприятия по разработке нефтяной части месторождения аналогичны 1 варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составит 39 лет (2023-2061гг.).

**Вариант 3** – предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арысское. Остальные мероприятия по разработке нефтяной части аналогичны с 1 вариантом. Мероприятия по разработке газоконденсатной части аналогичны со 2 вариантом. Рентабельный срок разработки месторождения составляет 38 лет (2023-2060гг.).

Расчет капитальных вложений по вариантам разработки включает в себя:

- бурение вертикальных нефтедобывающих скважин;
- бурение наклонно-направленных нефтедобывающих скважин;
- бурение газодобывающих скважин;
- обустройство скважин;
- ввод скважин из наблюдательного фонда;
- перевод скважин под добычу нефти;
- перевод скважин под добычу газа;
- перевод скважин с других объектов;

- перевод скважин под закачку;
- ввод скважин из консервации;
- КРС скважин;
- устьевая арматура;
- СМР на площадке УПГ, технологическая обвязка оборудования;
- газовый коллектор Ду168х6 мм с изоляцией;
- выкидные линии, ЛЭП, установка модульных газопоршневых установок на ГПУ;

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 глубиной 2500 метров составляет 319,65 тыс.\$/скважина. Бурение наклонно направленных скважин – 795,94 тыс.\$/скважина. Обустройство и освоение скважины – 17,28 тыс.\$/скважина. Перевод скважин под закачку -6,48 тыс.\$/скважина. Перевод скважин с других объектов- 9,72 тыс.\$/скважина. Ввод скважин из наблюдательного фонда – 7,34 тыс.\$/скважина. КРС – 9,58 тыс.\$/скважина. Перевод скважин под добычу нефти– 7,56 тыс.\$/скважина. Перевод скважин под добычу газа– 7,56 тыс.\$/скважина. Перевод скважин из консервации- 7,34 тыс.\$/скважина.

Устьевая арматура- 64,79 тыс.\$/скважина. СМР на площадке УПГ, технологическая обвязка оборудования – 4 002,9 тыс.\$.. Газовый коллектор Ду168х6 мм с изоляцией – 3 515,1 тыс.\$.. Выкидные линии, ЛЭП, установка модульных газопоршневых установок на ГПУ – 2 474,3 тыс.\$.. Обустройство для газовых скважин – 2 598,7 тыс.\$..

#### 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:

- определение пластового давления;
- определение забойного давления;
- кривая восстановления давления (КВД);
- метод установившихся отборов (МУО);
- отбор проб нефти в пластовых условиях;
- удаление парафиноотложения;
- определение профиля приемистости;
- затраты на подготовку газа;
- затраты по добыче газа (переменные);
- затраты по добыче газа (постоянные);
- затраты на поддержание закачки воды;
- затраты на химреагенты;
- водоснабжение;
- внутри промысловая транспортировка нефти;
- аренда и тех обслуживание ГПУ;
- аренда спецтехники;
- текущий ремонт транспорта;
- текущий ремонт скважин;
- прочие услуги производственного характера;
- страхование сотрудников ППП;
- ФОТ ППП;

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

- ФОТ АУП;
- общеадминистративные расходы;
- услуги сторонних организаций непроизводственного характера;
- обслуживание информационной системы.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат, налогов и платежей в бюджет по месторождению Караколь 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
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ:</b>			
1	определение пластового давления	тыс.\$/скважина	0,45
2	определение забойного давления	тыс.\$/скважина	0,45
3	кривая восстановления давления (КВД)	тыс.\$/скважина	2,30
4	метод установившихся отборов (МУО)	тыс.\$/скважина	4,35
5	отбор проб нефти в пластовых условиях	тыс.\$/скважина	8,74
6	удаление парафиноотложения	тыс.\$/скважина	0,27
7	определение профиля приемистости	тыс.\$/скважина	3,55
8	затраты на подготовку газа	\$/тыс.м3	32,39
9	затраты по добыче газа (переменные)	\$/тыс.м3	14,87
10	затраты по добыче газа (постоянные)	тыс.\$/год	179,78
11	затраты на поддержание закачки воды	\$/тонны воды	0,63
12	затраты на химреагенты	тыс.\$/год	
12.1	стоимость ингибитор коррозии, тыс. долл.	\$/тонна реагента	1 511.88
12.2	расход ингибитор коррозии для подготовки нефти	гр/тонна жидкости	200
12.3	стоимость деэмульгатора-диссолван	\$/тонна реагента	2 159.83
12.4	расход деэмульгатор-диссолван для подготовки нефти	гр/тонна жидкости	150
13	водоснабжение	тыс.\$/год	
13.1	стоимость питьевой воды	тыс.\$/м3	0.02
13.2	стоимость технической воды	\$/м3	0.20
13.3	расход воды на хозяйственные нужды работников	м3/год/работник	0.03
13.4	расход воды на технические нужды промысла	м3/год/работник	2.04
14	внутри промысловая транспортировка нефти	\$/тонны нефти	0,27
15	аренда и тех обслуживание ГПУ	тыс.\$/год	156,14
16	аренда спецтехники	тыс.\$/год	5,87
17	текущий ремонт транспорта	тыс.\$/год	2,03
18	текущий ремонт скважин	тыс.\$/скважина	2,80
19	прочие услуги производственного характера	\$/тонны нефти	1,95
20	страхование сотрудников ППП	тыс.\$/работник	0,08
21.	ФОТ ППП		
21.1	среднегодовая заработная плата сотрудника ППП	тыс.\$/год/сотрудник	8,05
21.2	количество сотрудников ППП	человек	20
21.3	показатель потребности сотрудников ППП	человек/скважина	2,22
<b>РАСХОДЫ ПЕРИОДА:</b>			
1.	ФОТ АУП		
1.1.	среднегодовая заработная плата сотрудника АУП	тыс.\$ /год/сотрудник	11,19
1.2.	количество сотрудников АУП	человек	8
1.3.	показатель потребности сотрудников АУП	человек/скважина	0,89
2.	общедминистративные расходы	тыс.\$/год	23,59
3.	обслуживание информационных систем	тыс.\$/год	17,60
4.	услуги сторонних организаций непроизводственного характера	тыс.\$/год	0,38
5.	количество баррелей в тонне на экспорт	bbl/тонна	7,20
6.	удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	65
7.	удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	35
8.	удельный вес продажи газа на внутренний рынок	%	100
9.	удельный вес продажи конденсата на внутренний рынок	%	100
10.	технологические потери нефть	%	0,75
11.	использование нефти на собственные нужды	%	3
12.	технологические потери газа при добыче	%	0,75
13.	технологические потери нефть при подготовке	%	8
14.	инфляция цены на продукцию, капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2

**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 по итогам предыдущего года	1
2	Ликвидационные отчисления по годам	удельный норматив в таблице 13.4.2 и 13.4.4	\$/тонна
3	Социально-экономическое развитие региона.	% от инвестиций по итогам предыдущего года	1
4	НИОКР	% от затрат на добычу по итогам предыдущего года	1
5	Корпоративный подоходный налог	%	20
6	Налог на сверхприбыль	%	по шкале
7	Таможенная пошлина	\$/тонна	по шкале
8	Плата за пользование земельными участками	тыс.\$/год	1,12
9	Плата за загрязнение окружающей среды	\$/тонна	0,73
10	Цена реализации нефти на внешнем рынке	\$/тонна	699,52
11	Цена реализации нефти на внутреннем рынке	\$/тонна	226,43
12	Цена реализации газа на внутреннем рынке	\$/тыс.м3	104,81
13	Цена реализации конденсата на внутреннем рынке	\$/тонна	226,43
14	Цена транспорта нефти на внешнем рынке	\$/тонна	25,74
15	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке	\$/тонна	6,95
16	Цена транспорта конденсата на внутреннем рынке	\$/тонна	6,95
17	Год начала инфляции	год	2023
18	Курс доллара США	тенге/доллар	<b>463</b>

**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
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. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Для разработки месторождения Караколь рассмотрены 3 варианта. Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом.

**Вариант 1 – Базовый.** Данный вариант предусматривает продолжение реализации концепции разработки ПР-2019г. Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из наблюдательного фонда 9 скважин, ввода из бездействия эксплуатационного фонда 3 скважин и расконсервации скважины КК-24. Также предусматривается бурение 8 добывающих скважин. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание скважин КК-20 и КК-100, после выработки удельных запасов.

**I эксплуатационный объект** – горизонт Ю-III.

Фонд нефтедобывающих скважин – 10 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 2 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 351,5 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 365 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1710,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1728,6 тыс.т.

Конечная обводненность – 91,6 %.

Рентабельный КИН – 0,215 доли ед.

**II эксплуатационный объект** – горизонт Ю-IV.

Фонд нефтедобывающих скважин – 6 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 149,3 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 151 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 632 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 650,4 тыс.т.

Конечная обводненность – 92,9 %.

Рентабельный КИН – 0,203 доли ед.

**III эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VI.

Фонд нефтедобывающих скважин – 12 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 295,8 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 320,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 941,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 972,1 тыс.т.

Конечная обводненность – 92,5 %.

Рентабельный КИН – 0,216 доли ед.

**Всего по месторождению**

Фонд добывающих скважин – 26 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 796,7 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 836,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 3283,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 3351,1 тыс.т.

Конечная обводненность – 91,9%.

Рентабельный КИН – 0,213 доли ед.

**Вариант 2.** Данный вариант основан на 1 варианте и дополнительно предусматривает разработку газоконденсатной части месторождения. Всего по газоконденсатной части предусматривает ввод 3 скважин из консервации, 3 скважин из наблюдательного фонда, бурение 7 газодобывающих скважин и перевод 2 скважин из нефтяной части. Все мероприятия по разработке нефтяной части месторождения аналогичны 1 варианту разработки.

**I эксплуатационный объект** – горизонт Ю-III.

Фонд нефтедобывающих скважин – 10 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 2 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2061 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 355,4 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 368,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1758 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1776,2 тыс.т.

Конечная обводненность – 91,9%.

Рентабельный КИН – 0,217 доли ед.

**II эксплуатационный объект** – горизонт Ю-IV.

Фонд нефтедобывающих скважин – 6 единиц.

Фонд газодобывающих скважин – 1 единица.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2061 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 149,9 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 151,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 640,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 659,0 тыс.т.

Накопленная добыча свободного газа за проектно-рентабельный период – 15,6млн.м3

Накопленная добыча свободного газа с начала разработки – 15,6 млн.м3

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период – 2,1 тыс.т.

Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 2,1 тыс.т.

Конечная обводненность – 93,3%.

Рентабельный КИН – 0,204 доли ед.

Рентабельный КИ свободного газа – 0,821 доли ед.

Рентабельный КИ конденсата – 0,500 доли ед.

**III эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VI.

Фонд нефтедобывающих скважин – 12 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2061 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 296,9 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 322,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 957,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 988,3 тыс.т.

Конечная обводненность – 93,1 %.

Рентабельный КИН – 0,217 доли ед.

Как утверждалось ранее в рамках второго и третьего вариантов разработки дополнительно предусмотрена разработка газоконденсатной части месторождения (горизонты Ю-IV (пласт 2), Ю-VI (пласты 1, 2 и 3)), которые выделены в единый IV объект разработки.

**IV эксплуатационный объект** – горизонт Ю-IV.

Фонд газодобывающих скважин – 14 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2061 годы.

Накопленная добыча свободного газа за проектно-рентабельный период – 3548,7млн.м3

Накопленная добыча свободного газа с начала разработки – 3548,9 млн.м3

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период 495 тыс.т.

Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 495,2 тыс.т.

Рентабельный КИ свободного газа – 0,800 доли ед.

Рентабельный КИ конденсата – 0,501 доли ед.

**Всего по месторождению**

Фонд нефтедобывающих скважин – 26 единиц.

Фонд газодобывающих скважин – 15 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 2 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2061 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 802,2 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 842,4 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 3355,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 3423,6 тыс.т.

Накопленная добыча свободного газа за проектно-рентабельный период – 3564,3млн.м3

Накопленная добыча свободного газа с начала разработки – 3564,5 млн.м3

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период 497,0 тыс.т.

Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 497,2 тыс.т.

Конечная обводненность – 92,3%.

Рентабельный КИН – 0,215 доли ед.

Рентабельный КИ свободного газа – 0,800 доли ед.

Рентабельный КИ конденсата – 0,501 доли ед.

**Вариант 3** – создан согласно рекомендациям ЕРПКИН и предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арысское. Остальные мероприятия по разработке нефтяной части аналогичны с 1 вариантом. Мероприятия по разработке газоконденсатной части аналогичны со 2 вариантом.

**I эксплуатационный объект** – горизонт Ю-III.

Фонд нефтедобывающих скважин – 10 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 2 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 370,3 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 383,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1861,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1880,3 тыс.т.

Конечная обводненность – 92,2%.

Рентабельный КИН – 0,226 доли ед.

**II эксплуатационный объект** – горизонт Ю-IV.

Фонд нефтедобывающих скважин – 6 единиц.

Фонд газодобывающих скважин – 1 единица.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 152,5 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 154,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 632,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 651,2 тыс.т.

Накопленная добыча свободного газа за проектно-рентабельный период – 15,6млн.м3

Накопленная добыча свободного газа с начала разработки – 15,6 млн.м3

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период – 2,1 тыс.т.

Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 2,1 тыс.т.

Конечная обводненность – 93,1 %.

Рентабельный КИН – 0,207 доли ед.

Рентабельный КИ свободного газа – 0,821 доли ед.

Рентабельный КИ конденсата – 0,500 доли ед.

**III эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VI.

Фонд нефтедобывающих скважин – 12 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 301,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 326,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 998,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1029,7 тыс.т.

Конечная обводненность – 93,1%.

Рентабельный КИН – 0,220 доли ед.

**IV эксплуатационный объект** – горизонт Ю-IV.

Фонд газодобывающих скважин – 14 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча свободного газа за проектно-рентабельный период – 3459,9млн.м3

Накопленная добыча свободного газа с начала разработки – 3460,1 млн.м3

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период 490,1 тыс.т.

Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 490,3 тыс.т.

Рентабельный КИ свободного газа – 0,780 доли ед.

Рентабельный КИ конденсата – 0,496 доли ед.

**Всего по месторождению**

Фонд нефтедобывающих скважин – 26 единиц.

Фонд газодобывающих скважин – 15 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 2 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2060 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 823,9 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 864,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 3493,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 3561,1 тыс.т.

Накопленная добыча свободного газа за проектно-рентабельный период – 3475,5млн.м3

Накопленная добыча свободного газа с начала разработки – 3475,7 млн.м3

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период 492,1 тыс.т.

Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 492,3 тыс.т.

Конечная обводненность – 92,5%.

Рентабельный КИН – 0,215 доли ед.

Рентабельный КИ свободного газа – 0,800 доли ед.

Рентабельный КИ конденсата – 0,501 доли ед.

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки приведены ниже в таблицах 4.1.1 – 4.1.9 по месторождению в целом и объектам. Показатели по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П. 4.1.9 – 4.1.24. Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях.



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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.				Ввод с консервации, ед.	Ввод с наблюдательного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед.	Перевод на газовую часть, ед.	Перевод на нефтяную часть, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд нефтедобывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих нефтедобывающих скважин, ед.	Фонд газодобывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед.	Перевод скважин под нагнетание, ед.	Фонд нагнет.с кв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут	Среднегодовой дебит газа 1 скважины, тыс. м³/сут.
	Всего	Нефтедобывающих	Газодобывающих	Нагн							всего	в т.ч. газ	в т.ч. нагн							нефти	жидкости		
2023	0	0	0	0	0	2	0	0	0	11	0	0	0	11	9	0	0	0	0	4.74	7.61	0.00	0.00
2024	0	0	0	0	1	1	0	0	0	13	0	0	0	13	12	0	0	0	0	4.27	7.20	0.00	0.00
2025	1	1	0	0	0	1	0	0	0	15	0	0	0	15	15	0	0	0	0	4.63	8.04	0.00	0.00
2026	1	1	0	0	0	1	0	0	0	17	0	0	0	17	17	0	0	0	0	5.50	9.89	0.00	0.00
2027	3	3	0	0	0	1	0	0	0	21	0	0	0	21	21	0	0	0	0	5.49	10.75	0.00	0.00
2028	3	3	0	0	0	1	0	0	0	25	0	0	0	25	25	0	0	0	0	5.57	11.77	0.00	0.00
2029	0	0	0	0	3	3	0	0	0	31	0	0	0	25	25	6	6	0	0	5.26	11.87	0.00	24.74
2030	0	0	0	0	0	1	0	0	0	32	0	0	0	25	25	6	6	1	1	5.25	12.80	54.81	24.55
2031	0	0	0	0	0	1	0	0	0	33	0	0	0	26	26	6	6	0	1	4.95	12.88	56.28	24.10
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	0	0	0	26	26	6	6	0	1	4.55	12.71	56.35	23.37
2033	2	0	2	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0	26	26	8	8	0	1	4.27	12.75	59.22	24.45
2034	2	0	2	0	0	0	0	0	0	37	0	0	0	26	26	10	10	0	1	3.93	12.50	58.86	24.98
2035	1	0	1	0	0	0	0	0	0	38	0	0	0	26	26	11	11	0	1	3.63	12.23	58.32	25.98
2036	1	0	1	0	0	0	0	0	0	39	0	0	0	26	26	12	12	0	1	3.35	11.95	57.64	27.81
2037	1	0	1	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	26	26	13	13	0	1	3.10	11.68	56.86	27.13
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	26	26	13	13	0	1	2.87	11.40	55.99	27.04
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	26	26	13	13	0	1	2.66	11.14	55.08	27.02
2040	0	0	0	0	0	0	2	1	0	40	0	0	0	25	25	14	14	0	1	2.81	12.64	69.55	26.93
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	25	25	14	14	0	1	2.62	12.38	85.14	27.14
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	24	24	14	14	1	2	2.50	12.40	80.41	27.01
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	24	24	14	14	0	2	2.34	12.16	78.70	26.81
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	24	24	14	14	0	2	2.18	11.93	77.00	26.54
2045	0	0	0	0	0	0	0	1	0	40	0	0	0	23	23	15	15	0	2	2.10	12.04	75.32	26.42
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	23	23	15	15	0	2	1.96	11.82	73.66	26.22
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	23	23	15	15	0	2	1.84	11.65	72.53	25.95
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	1	40	1	0	0	23	23	14	14	0	2	1.84	12.32	81.23	25.78
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	23	23	14	14	0	2	1.73	12.15	79.90	25.68
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	23	23	14	14	0	2	1.62	11.98	78.60	25.50
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	23	23	14	14	0	2	1.53	11.83	77.34	25.36
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	23	23	14	14	0	2	1.42	11.57	76.12	25.24
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	23	23	14	14	0	2	1.33	11.43	74.94	25.02
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	23	23	14	14	0	2	1.25	11.31	73.90	24.71
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	1	0	0	22	22	14	14	0	2	1.18	11.28	72.90	24.40
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	1	0	0	21	21	14	14	0	2	1.13	11.34	71.96	24.24
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	21	21	14	14	0	2	1.07	11.24	71.06	23.79
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	21	21	14	14	0	2	1.00	11.14	70.10	23.31
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	21	21	14	14	0	2	0.94	11.05	69.21	21.95
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	21	21	14	14	0	2	0.89	10.97	68.38	20.64
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	2	1	0	20	20	13	13	0	2	0.85	11.04	64.54	19.38

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки 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		Добыча свободного газа, млн.м3		КИ свободного газа, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т.		КИ конденсата, д.ед.
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл	годовая	накопл		годовая	накопл	
2023	12.5	1.49	1.57	52.7	6.30	0.013	20.0	87.8	37.72	0.0	0.0	0	1.2	6.679	0.0	0.2	0.000	0.0	0.2	0.000
2024	16.8	2.01	2.15	69.5	8.32	0.018	28.4	116.2	40.69	0.0	0.0	0	1.7	8.331	0.0	0.2	0.000	0.0	0.2	0.000
2025	19.9	2.38	2.60	89.4	10.70	0.023	34.5	150.7	42.35	0.0	0.0	0	2.5	10.864	0.0	0.2	0.000	0.0	0.2	0.000
2026	29.8	3.56	3.99	119.2	14.26	0.030	53.6	204.3	44.44	0.0	0.0	0	4.4	15.217	0.0	0.2	0.000	0.0	0.2	0.000
2027	35.1	4.20	4.90	154.3	18.46	0.039	68.8	273.1	48.95	0.0	0.0	0	6.0	21.239	0.0	0.2	0.000	0.0	0.2	0.000
2028	43.0	5.14	6.30	197.3	23.60	0.050	90.8	363.9	52.69	0.0	0.0	0	8.5	29.771	0.0	0.2	0.000	0.0	0.2	0.000
2029	43.2	5.16	6.76	240.4	28.76	0.061	97.4	461.3	55.69	0.0	0.0	0	8.6	38.347	40.7	40.9	0.009	9.2	9.4	0.009
2030	43.1	5.16	7.24	283.5	33.92	0.072	105.1	566.5	59.01	18.0	18.0	10.2	8.5	46.885	40.4	81.3	0.018	9.1	18.4	0.019
2031	42.3	5.06	7.66	325.8	38.98	0.083	110.0	676.5	61.54	18.5	36.5	10.4	8.5	55.348	39.6	120.9	0.027	8.9	27.4	0.028
2032	38.9	4.65	7.62	364.7	43.63	0.093	108.6	785.0	64.21	18.5	55.0	10.9	7.7	63.078	38.4	159.4	0.036	8.6	36.0	0.036
2033	36.4	4.36	7.73	401.1	47.99	0.102	108.9	894.0	66.55	19.5	74.5	11.8	7.1	70.223	64.3	223.7	0.050	14.5	50.5	0.051
2034	33.6	4.02	7.72	434.7	52.01	0.111	106.8	1000.8	68.55	19.3	93.8	12.3	6.5	76.773	82.2	305.9	0.069	18.5	69.0	0.069
2035	31.0	3.71	7.72	465.7	55.71	0.119	104.5	1105.2	70.34	19.2	113.0	12.8	6.0	82.782	102.6	408.5	0.092	23.1	92.1	0.093
2036	28.6	3.42	7.73	494.3	59.14	0.126	102.1	1207.3	71.97	18.9	131.9	13.2	5.5	88.301	118.9	527.4	0.118	26.8	118.8	0.120
2037	26.5	3.17	7.75	520.8	62.30	0.133	99.8	1307.1	73.47	18.7	150.6	13.6	5.1	93.380	124.9	652.3	0.146	27.8	146.6	0.148
2038	24.5	2.93	7.77	545.3	65.23	0.139	97.4	1404.5	74.86	18.4	169.0	14.1	4.7	98.053	124.5	776.9	0.174	27.4	174.1	0.175
2039	22.7	2.72	7.81	568.0	67.95	0.145	95.2	1499.6	76.14	18.1	187.0	14.4	4.3	102.366	124.5	901.3	0.202	26.6	200.7	0.202
2040	23.1	2.77	8.63	591.1	70.71	0.151	103.8	1603.4	77.73	22.8	209.9	17.1	4.2	106.535	127.9	1029.2	0.231	26.1	226.8	0.228
2041	21.5	2.58	8.80	612.6	73.29	0.156	101.7	1705.1	78.82	28.0	237.9	21.8	3.9	110.408	128.9	1158.2	0.260	24.5	251.2	0.253
2042	19.7	2.36	8.84	632.4	75.65	0.161	97.7	1802.9	79.82	52.8	290.7	43.6	3.6	113.969	128.3	1286.5	0.289	22.4	273.7	0.276
2043	18.4	2.20	9.05	650.8	77.85	0.166	95.9	1898.7	80.79	51.7	342.4	44.2	3.3	117.284	128.3	1414.7	0.318	20.7	294.4	0.297
2044	17.2	2.06	9.29	668.0	79.91	0.170	94.0	1992.7	81.71	50.6	393.0	44.8	3.1	120.371	128.0	1542.7	0.346	19.2	313.6	0.316
2045	15.9	1.90	9.45	683.8	81.81	0.174	91.0	2083.7	82.57	49.5	442.5	45.9	2.8	123.203	127.4	1670.1	0.375	17.8	331.3	0.334
2046	14.8	1.77	9.75	698.7	83.58	0.178	89.3	2173.0	83.41	48.4	490.9	46.4	2.6	125.841	127.4	1797.5	0.404	16.6	348.0	0.351
2047	13.9	1.66	10.13	712.6	85.24	0.181	88.0	2261.0	84.21	47.6	538.5	47.1	2.5	128.303	127.1	1924.6	0.432	15.5	363.5	0.366
2048	13.9	1.67	11.29	726.5	86.91	0.185	93.1	2354.2	85.04	53.4	591.9	50.6	2.4	130.688	126.7	2051.3	0.461	14.5	378.0	0.381
2049	13.1	1.56	11.95	739.6	88.47	0.188	91.8	2446.0	85.76	52.5	644.4	51.2	2.2	132.916	126.3	2177.6	0.489	13.6	391.6	0.395
2050	12.3	1.47	12.74	751.8	89.94	0.192	90.5	2536.5	86.45	51.6	696.0	51.7	2.1	134.998	125.3	2302.9	0.517	12.7	404.3	0.407
2051	11.5	1.38	13.71	763.4	91.32	0.194	89.4	2625.8	87.10	50.8	746.8	52.2	1.9	136.946	124.6	2427.5	0.545	11.8	416.2	0.419
2052	10.7	1.28	14.76	774.1	92.60	0.197	87.4	2713.2	87.75	50.0	796.8	53.2	1.8	138.735	124.1	2551.6	0.573	11.1	427.3	0.430
2053	10.1	1.20	16.26	784.1	93.80	0.200	86.3	2799.6	88.35	49.2	846.1	53.6	1.7	140.408	123.0	2674.6	0.601	10.4	437.6	0.441
2054	9.5	1.13	18.26	793.6	94.94	0.202	85.4	2885.0	88.93	48.5	894.6	54.0	1.6	141.975	121.4	2796.0	0.628	9.6	447.3	0.451
2055	8.6	1.02	20.21	802.1	95.96	0.204	81.5	2966.5	89.51	47.9	942.5	56.5	1.4	143.348	119.9	2915.9	0.655	9.0	456.3	0.460
2056	7.8	0.94	23.17	810.0	96.90	0.206	78.2	3044.7	89.99	47.3	989.8	58.7	1.2	144.589	119.1	3035.0	0.682	8.5	464.7	0.468
2057	7.4	0.88	28.40	817.3	97.78	0.208	77.6	3122.3	90.50	46.7	1036.5	59.0	1.2	145.752	116.9	3152.0	0.708	7.9	472.6	0.476
2058	6.9	0.83	37.30	824.3	98.61	0.210	76.9	3199.2	90.99	46.1	1082.5	59.3	1.1	146.842	114.6	3266.5	0.734	7.3	479.9	0.484
2059	6.5	0.78	55.95	830.8	99.39	0.212	76.3	3275.4	91.45	45.5	1128.0	59.6	1.0	147.863	107.8	3374.3	0.758	6.5	486.5	0.490
2060	6.1	0.73		836.9	100.12	0.213	75.7	3351.1	91.90	44.9	1172.9	59.9	1.0	148.818	101.4	3475.7	0.781	5.9	492.3	0.496
2061	5.6	0.66		842.4	100.78	0.215	72.5	3423.6	92.34	42.4	1215.3	59.6	0.9	149.685	88.8	3564.5	0.800	4.9	497.2	0.501

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с консервации, ед.	Ввод с наблюдательного фонда фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	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	
2023	0	0	0	0	1	0	5	0	0	5	4	0	0	3.86	5.00	0.00
2024	0	0	0	0	0	0	5	0	0	5	4	0	0	3.32	4.71	0.00
2025	1	1	0	0	0	0	6	0	0	6	6	0	0	3.31	5.38	0.00
2026	0	0	0	0	0	0	6	0	0	6	6	0	0	5.74	10.20	0.00
2027	1	1	0	0	0	0	7	0	0	7	7	0	0	5.99	11.94	0.00
2028	1	1	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	0	6.37	14.20	0.00
2029	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	0	6.17	15.00	0.00
2030	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	1	1	5.80	15.16	54.81
2031	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	5.68	15.84	56.28
2032	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	5.34	16.20	56.35
2033	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	5.30	17.32	59.22
2034	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	5.00	17.48	58.86
2035	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	4.72	17.55	58.32
2036	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	4.45	17.56	57.64
2037	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	4.20	17.50	56.86
2038	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	3.96	17.41	55.99
2039	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	1	3.73	17.28	55.08
2040	0	0	0	0	0	2	8	0	0	10	10	0	1	3.62	17.60	69.55
2041	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	1	3.41	17.38	85.14
2042	0	0	0	0	0	0	8	1	0	9	9	1	2	3.44	18.37	80.41
2043	0	0	0	0	0	0	8	0	0	9	9	0	2	3.23	18.10	78.70
2044	0	0	0	0	0	0	8	0	0	9	9	0	2	3.04	17.83	77.00
2045	0	0	0	0	0	0	8	0	0	9	9	0	2	2.87	17.55	75.32
2046	0	0	0	0	0	0	8	0	0	9	9	0	2	2.70	17.26	73.66
2047	0	0	0	0	0	0	8	0	0	9	9	0	2	2.56	17.09	72.53
2048	0	0	0	0	0	1	8	0	0	10	10	0	2	2.48	17.32	81.23
2049	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	2.35	17.13	79.90
2050	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	2.23	16.93	78.60
2051	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	2.11	16.74	77.34
2052	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	2.00	16.55	76.12
2053	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	1.89	16.37	74.94
2054	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	1.79	16.21	73.90
2055	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	1.70	16.06	72.90
2056	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	1.61	15.92	71.96
2057	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	1.53	15.78	71.06
2058	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	1.45	15.63	70.10
2059	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	1.37	15.48	69.21
2060	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	10	0	2	1.30	15.35	68.38
2061	0	0	0	0	0	0	8	1	0	9	9	0	2	1.30	16.16	64.54

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). 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
2023	4.51	1.23	1.28	18.0	4.93	0.011	5.8	24.2	22.80	0.0	0.0	0	0.343	1.240
2024	4.37	1.20	1.26	22.4	6.12	0.013	6.2	30.4	29.44	0.0	0.0	0	0.332	1.572
2025	5.98	1.64	1.74	28.3	7.76	0.017	9.7	40.1	38.45	0.0	0.0	0	0.491	2.063
2026	11.31	3.10	3.36	39.6	10.86	0.023	20.1	60.2	43.72	0.0	0.0	0	0.999	3.062
2027	12.78	3.50	3.93	52.4	14.36	0.031	25.5	85.7	49.83	0.0	0.0	0	1.208	4.270
2028	15.69	4.30	5.02	68.1	18.66	0.040	34.9	120.7	55.10	0.0	0.0	0	1.580	5.850
2029	16.22	4.44	5.46	84.3	23.11	0.050	39.4	160.1	58.84	0.0	0.0	0	1.733	7.584
2030	15.25	4.18	5.43	99.6	27.28	0.059	39.9	199.9	61.74	18.0	18.0	40	1.629	9.213
2031	14.94	4.09	5.63	114.5	31.38	0.067	41.6	241.6	64.11	18.5	36.5	40	1.596	10.809
2032	14.04	3.85	5.61	128.6	35.22	0.076	42.6	284.1	67.01	18.5	55.0	40	1.500	12.309
2033	13.94	3.82	5.89	142.5	39.04	0.084	45.5	329.6	69.38	19.5	74.5	40	1.489	13.799
2034	13.15	3.60	5.91	155.6	42.64	0.092	45.9	375.6	71.39	19.3	93.8	40	1.405	15.204
2035	12.40	3.40	5.92	168.0	46.04	0.099	46.1	421.7	73.12	19.2	113.0	40	1.325	16.529
2036	11.69	3.20	5.94	179.7	49.24	0.106	46.1	467.8	74.66	18.9	131.9	40	1.250	17.778
2037	11.03	3.02	5.95	190.8	52.26	0.112	46.0	513.8	76.03	18.7	150.6	40	1.179	18.957
2038	10.40	2.85	5.97	201.2	55.11	0.118	45.7	559.6	77.26	18.4	169.0	40	1.112	20.068
2039	9.81	2.69	5.99	211.0	57.80	0.124	45.4	605.0	78.40	18.1	187.0	40	1.048	21.117
2040	11.89	3.26	7.72	222.9	61.06	0.131	57.8	662.8	79.44	22.8	209.9	40	1.344	22.461
2041	11.19	3.07	7.87	234.1	64.12	0.138	57.1	719.9	80.40	28.0	237.9	50	1.265	23.726
2042	10.16	2.78	7.76	244.2	66.91	0.144	54.3	774.2	81.30	52.8	290.7	100	1.148	24.874
2043	9.56	2.62	7.92	253.8	69.53	0.149	53.5	827.7	82.14	51.7	342.4	100	1.081	25.954
2044	9.00	2.47	8.09	262.8	71.99	0.155	52.7	880.4	82.92	50.6	393.0	100	1.017	26.972
2045	8.47	2.32	8.29	271.2	74.31	0.160	51.9	932.3	83.67	49.5	442.5	100	0.958	27.930
2046	7.98	2.19	8.51	279.2	76.50	0.164	51.0	983.4	84.37	48.4	490.9	100	0.902	28.831
2047	7.56	2.07	8.82	286.8	78.57	0.169	50.5	1033.9	85.04	47.6	538.5	100	0.855	29.686
2048	8.15	2.23	10.43	294.9	80.81	0.174	56.9	1090.8	85.67	53.4	591.9	100	0.922	30.608
2049	7.72	2.12	11.02	302.7	82.92	0.178	56.3	1147.1	86.28	52.5	644.4	100	0.873	31.481
2050	7.31	2.00	11.73	310.0	84.92	0.183	55.6	1202.7	86.85	51.6	696.0	100	0.827	32.308
2051	6.93	1.90	12.59	316.9	86.82	0.187	55.0	1257.7	87.41	50.8	746.8	100	0.783	33.090
2052	6.56	1.80	13.64	323.5	88.62	0.190	54.4	1312.1	87.94	50.0	796.8	100	0.741	33.832
2053	6.21	1.70	14.96	329.7	90.32	0.194	53.8	1365.8	88.45	49.2	846.1	100	0.702	34.534
2054	5.89	1.61	16.68	335.6	91.94	0.198	53.3	1419.1	88.94	48.5	894.6	100	0.666	35.200
2055	5.59	1.53	18.98	341.2	93.47	0.201	52.8	1471.9	89.41	47.9	942.5	100	0.632	35.832
2056	5.30	1.45	22.22	346.5	94.92	0.204	52.3	1524.1	89.87	47.3	989.8	100	0.599	36.431
2057	5.02	1.38	27.09	351.5	96.29	0.207	51.8	1576.0	90.31	46.7	1036.5	100	0.568	36.999
2058	4.76	1.30	35.17	356.2	97.60	0.210	51.3	1627.3	90.73	46.1	1082.5	100	0.538	37.536
2059	4.50	1.23	51.36	360.7	98.83	0.212	50.9	1678.2	91.15	45.5	1128.0	100	0.509	38.045
2060	4.26	1.17	99.97	365.0	100.00	0.215	50.4	1728.6	91.55	44.9	1172.9	100	0.482	38.527
2061	3.85	1.06		368.9	101.06	0.217	47.8	1776.4	91.93	42.4	1215.3	100	0.436	38.963

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 2

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с консерваци и, ед.	Ввод с наблюдательног о фонда, ед.	Перевод с других объекто в, ед	Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Перевод д скважи н на ГШ, ед	Перевод скважин на нефтяну ю часть, ед.	Выбыти е скважин, ед.		Фонд нефтедобывающи х скважин на конец года, ед.	Фонд действующих нефтедобывающи х скважин, ед	Фонд газодобывающи х скважин на конец года, ед.	Перевод скважин под нагнетани е, ед	Фонд нагнет.ск в. на конец года, ед.	Среднесуточно й дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточна я приемистость 1 нагн скв, м³/сут	Средний дебит газа, тыс.м3/су т
	Всего	Доб	Нагн							всего	в т.ч. нагн						нефти	жидкост и		
2023	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1.01	3.11	0.00	0.0
2024	0	0	0	1	0	0	5	0	0	0	0	2	2	0	0	0	3.35	6.29	0.00	0.0
2025	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	2	2	0	0	0	3.50	5.58	0.00	0.0
2026	0	0	0	0	1	0	6	0	0	0	0	3	3	0	0	0	4.58	7.45	0.00	0.0
2027	1	1	0	0	1	0	8	0	0	0	0	5	5	0	0	0	4.92	9.15	0.00	0.0
2028	1	1	0	0	0	0	9	0	0	0	0	6	6	0	0	0	4.89	10.00	0.00	0.0
2029	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	6	6	0	0	0	4.61	10.17	0.00	0.0
2030	0	0	0	0	1	0	10	0	0	1	0	6	6	0	0	0	5.81	14.74	0.00	0.0
2031	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	5.22	14.75	0.00	0.0
2032	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	4.72	14.60	0.00	0.0
2033	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	4.23	14.19	0.00	0.0
2034	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	3.78	13.66	0.00	0.0
2035	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	3.41	13.15	0.00	0.0
2036	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	3.06	12.58	0.00	0.0
2037	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	2.77	12.11	0.00	0.0
2038	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	2.51	11.59	0.00	0.0
2039	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	2.27	11.09	0.00	0.0
2040	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	2.08	10.69	0.00	0.0
2041	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	1.90	10.31	0.00	0.0
2042	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	1.74	9.95	0.00	0.0
2043	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	1.60	9.62	0.00	0.0
2044	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	6	6	0	0	0	1.48	9.30	0.00	0.0
2045	0	0	0	0	0	0	10	1	0	1	0	5	5	1	0	0	1.53	10.10	0.00	17.5
2046	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	1	0	0	1.42	9.83	0.00	15.8
2047	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	1	0	0	1.31	9.55	0.00	14.2
2048	0	0	0	0	0	0	10	0	1	0	0	5	5	0	0	0	1.21	9.28	0.00	0.0
2049	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	0	0	0	1.12	9.01	0.00	0.0
2050	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	0	0	0	1.04	8.75	0.00	0.0
2051	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0.96	8.50	0.00	0.0
2052	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0.89	8.27	0.00	0.0
2053	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0.82	8.04	0.00	0.0
2054	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0.76	7.82	0.00	0.0
2055	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0.71	7.61	0.00	0.0
2056	0	0	0	0	0	0	10	0	0	1	0	4	4	0	0	0	0.65	7.35	0.00	0.0
2057	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0.60	7.16	0.00	0.0
2058	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0.56	6.98	0.00	0.0
2059	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0.51	6.81	0.00	0.0
2060	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0.48	6.66	0.00	0.0
2061	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0.44	6.52	0.00	0.0

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). 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		Добыча свободного газа, млн.м3	Накопленная добыча свободного газа, млн. м3	Коэффициент извлечения свободного газа, д.ед.	Добыча конденсата, тыс. т	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	КИК, д.ед.
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл						
2023	0.33	0.22	0.22	2.0	1.33	0.003	1.0	19.4	67.64	0.0	0.0	0	0.007	0.433	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2024	2.20	1.46	1.48	4.2	2.79	0.006	4.1	23.6	46.72	0.0	0.0	0	0.128	0.560	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2025	2.30	1.52	1.57	6.5	4.31	0.009	3.7	27.2	37.27	0.0	0.0	0	0.216	0.777	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2026	4.51	2.99	3.13	11.0	7.30	0.015	7.3	34.6	38.51	0.0	0.0	0	0.586	1.362	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2027	7.26	4.81	5.19	18.3	12.11	0.025	13.5	48.1	46.28	0.0	0.0	0	1.202	2.565	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2028	8.83	5.85	6.66	27.1	17.96	0.036	18.1	66.1	51.11	0.0	0.0	0	1.779	4.344	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2029	9.09	6.03	7.35	36.2	23.99	0.049	20.0	86.2	54.62	0.0	0.0	0	1.833	6.177	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2030	11.45	7.59	9.99	47.7	31.58	0.064	29.0	115.2	60.56	0.0	0.0	0	2.309	8.485	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2031	10.29	6.82	9.96	57.9	38.40	0.078	29.1	144.3	64.62	0.0	0.0	0	2.073	10.558	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2032	9.29	6.16	10.00	67.2	44.55	0.090	28.8	173.1	67.71	0.0	0.0	0	1.873	12.431	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2033	8.33	5.52	9.96	75.6	50.08	0.102	28.0	201.0	70.21	0.0	0.0	0	1.679	14.111	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2034	7.46	4.94	9.90	83.0	55.02	0.112	26.9	228.0	72.30	0.0	0.0	0	1.504	15.614	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2035	6.72	4.45	9.89	89.7	59.47	0.121	25.9	253.9	74.10	0.0	0.0	0	1.353	16.968	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2036	6.03	4.00	9.86	95.8	63.47	0.129	24.8	278.7	75.68	0.0	0.0	0	1.216	18.183	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2037	5.47	3.62	9.92	101.2	67.09	0.136	23.9	302.6	77.09	0.0	0.0	0	1.102	19.285	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2038	4.94	3.27	9.95	106.2	70.36	0.143	22.8	325.4	78.36	0.0	0.0	0	0.996	20.281	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2039	4.48	2.97	10.01	110.7	73.33	0.149	21.9	347.3	79.52	0.0	0.0	0	0.902	21.183	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2040	4.09	2.71	10.16	114.7	76.04	0.154	21.1	368.3	80.59	0.0	0.0	0	0.824	22.007	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2041	3.75	2.48	10.36	118.5	78.52	0.159	20.3	388.6	81.57	0.0	0.0	0	0.755	22.762	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2042	3.44	2.28	10.60	121.9	80.80	0.164	19.6	408.3	82.48	0.0	0.0	0	0.693	23.455	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2043	3.16	2.09	10.90	125.1	82.89	0.168	19.0	427.2	83.34	0.0	0.0	0	0.637	24.091	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2044	2.91	1.93	11.26	128.0	84.82	0.172	18.3	445.6	84.14	0.0	0.0	0	0.586	24.678	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000
2045	2.51	1.66	10.94	130.5	86.48	0.175	16.6	462.1	84.89	0.0	0.0	0	0.505	25.183	5.76	5.76	0.303	0.80	0.80	0.196
2046	2.32	1.54	11.40	132.8	88.02	0.179	16.2	478.3	85.61	0.0	0.0	0	0.469	25.651	5.18	10.94	0.576	0.68	1.48	0.361
2047	2.15	1.43	11.91	135.0	89.45	0.181	15.7	494.0	86.28	0.0	0.0	0	0.434	26.085	4.66	15.60	0.821	0.57	2.05	0.500
2048	1.99	1.32	12.51	137.0	90.77	0.184	15.2	509.2	86.93	0.0	0.0	0	0.402	26.486	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2049	1.84	1.22	13.24	138.8	91.99	0.187	14.8	524.0	87.54	0.0	0.0	0	0.372	26.858	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2050	1.71	1.13	14.13	140.5	93.12	0.189	14.4	538.4	88.12	0.0	0.0	0	0.344	27.202	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2051	1.58	1.05	15.23	142.1	94.17	0.191	14.0	552.4	88.68	0.0	0.0	0	0.319	27.521	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2052	1.46	0.97	16.63	143.6	95.14	0.193	13.6	566.0	89.22	0.0	0.0	0	0.295	27.816	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2053	1.35	0.90	18.47	144.9	96.04	0.195	13.2	579.2	89.74	0.0	0.0	0	0.273	28.089	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2054	1.25	0.83	20.98	146.2	96.87	0.196	12.8	592.0	90.23	0.0	0.0	0	0.253	28.342	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2055	1.16	0.77	24.58	147.3	97.64	0.198	12.5	604.5	90.71	0.0	0.0	0	0.234	28.576	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2056	0.85	0.57	23.92	148.2	98.20	0.199	9.7	614.2	91.17	0.0	0.0	0	0.172	28.748	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2057	0.79	0.52	29.09	149.0	98.73	0.200	9.4	623.6	91.61	0.0	0.0	0	0.159	28.907	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2058	0.73	0.48	37.94	149.7	99.21	0.201	9.2	632.7	92.04	0.0	0.0	0	0.147	29.054	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2059	0.67	0.45	56.54	150.4	99.66	0.202	9.0	641.7	92.46	0.0	0.0	0	0.136	29.190	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2060	0.62	0.41		151.0	100.1	0.203	8.7	650.4	92.86	0.0	0.0	0	0.126	29.316	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500
2061	0.58	0.38		151.6	100.5	0.204	8.6	659.0	93.26	0.0	0.0	0	0.116	29.432	0.00	15.60	0.821	0.00	2.05	0.500

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с консервации, ед.	Ввод с наблюдательного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд нефтедобывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих нефтедобывающих 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	Нефтедобыв.	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	1	0	5	0	0	5	4	0	0	6.52	11.25	0.00
2024	0	0	0	0	1	0	6	0	0	6	6	0	0	5.20	9.15	0.00
2025	0	0	0	0	1	0	7	0	0	7	7	0	0	5.05	9.18	0.00
2026	1	1	0	0	0	0	8	0	0	8	8	0	0	5.67	10.62	0.00
2027	1	1	0	0	0	0	9	0	0	9	9	0	0	5.40	10.68	0.00
2028	1	1	0	0	1	0	11	0	0	11	11	0	0	5.35	10.96	0.00
2029	0	0	0	0	0	0	11	0	0	11	11	0	0	4.94	10.51	0.00
2030	0	0	0	0	0	0	11	0	0	11	11	0	0	4.54	10.03	0.00
2031	0	0	0	0	1	0	12	0	0	12	12	0	0	4.33	9.97	0.00
2032	0	0	0	0	0	0	12	0	0	12	12	0	0	3.94	9.44	0.00
2033	0	0	0	0	0	0	12	0	0	12	12	0	0	3.60	8.99	0.00
2034	0	0	0	0	0	0	12	0	0	12	12	0	0	3.29	8.60	0.00
2035	0	0	0	0	0	0	12	0	0	12	12	0	0	3.01	8.23	0.00
2036	0	0	0	0	0	0	12	0	0	12	12	0	0	2.76	7.90	0.00
2037	0	0	0	0	0	0	12	0	0	12	12	0	0	2.53	7.59	0.00
2038	0	0	0	0	0	0	12	0	0	12	12	0	0	2.32	7.31	0.00
2039	0	0	0	0	0	0	12	0	0	12	12	0	0	2.14	7.07	0.00
2040	0	0	0	0	0	0	12	3	0	9	9	0	0	2.41	8.42	0.00
2041	0	0	0	0	0	0	12	0	0	9	9	0	0	2.23	8.22	0.00
2042	0	0	0	0	0	0	12	0	0	9	9	0	0	2.07	8.05	0.00
2043	0	0	0	0	0	0	12	0	0	9	9	0	0	1.93	7.91	0.00
2044	0	0	0	0	0	0	12	0	0	9	9	0	0	1.79	7.77	0.00
2045	0	0	0	0	0	0	12	0	0	9	9	0	0	1.65	7.61	0.00
2046	0	0	0	0	0	0	12	0	0	9	9	0	0	1.53	7.48	0.00
2047	0	0	0	0	0	0	12	0	0	9	9	0	0	1.41	7.37	0.00
2048	0	0	0	0	0	0	12	1	0	8	8	0	0	1.44	7.98	0.00
2049	0	0	0	0	0	0	12	0	0	8	8	0	0	1.33	7.89	0.00
2050	0	0	0	0	0	0	12	0	0	8	8	0	0	1.24	7.81	0.00
2051	0	0	0	0	0	0	12	0	0	8	8	0	0	1.15	7.76	0.00
2052	0	0	0	0	0	0	12	0	0	8	8	0	0	1.02	7.39	0.00
2053	0	0	0	0	0	0	12	0	0	8	8	0	0	0.95	7.37	0.00
2054	0	0	0	0	0	0	12	0	0	8	8	0	0	0.88	7.35	0.00
2055	0	0	0	0	0	0	12	1	0	7	7	0	0	0.79	7.08	0.00
2056	0	0	0	0	0	0	12	0	0	7	7	0	0	0.73	7.08	0.00
2057	0	0	0	0	0	0	12	0	0	7	7	0	0	0.68	7.10	0.00
2058	0	0	0	0	0	0	12	0	0	7	7	0	0	0.63	7.12	0.00
2059	0	0	0	0	0	0	12	0	0	7	7	0	0	0.58	7.15	0.00
2060	0	0	0	0	0	0	12	0	0	7	7	0	0	0.54	7.17	0.00
2061	0	0	0	0	0	0	12	0	0	7	7	0	0	0.49	7.04	0.00

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). 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
2023	7.62	2.38	2.58	32.7	10.22	0.022	13.1	44.2	42.02	0.0	0.0	0	0.886	5.007
2024	10.25	3.20	3.57	43.0	13.42	0.029	18.0	62.2	43.17	0.0	0.0	0	1.192	6.199
2025	11.61	3.63	4.19	54.6	17.05	0.037	21.1	83.3	45.03	0.0	0.0	0	1.826	8.025
2026	13.95	4.36	5.26	68.5	21.41	0.046	26.2	109.5	46.65	0.0	0.0	0	2.768	10.793
2027	15.08	4.71	6.00	83.6	26.12	0.056	29.8	139.3	49.40	0.0	0.0	0	3.611	14.404
2028	18.44	5.76	7.80	102.0	31.89	0.069	37.8	177.1	51.20	0.0	0.0	0	5.173	19.577
2029	17.86	5.58	8.19	119.9	37.47	0.081	38.0	215.1	53.00	0.0	0.0	0	5.010	24.587
2030	16.40	5.12	8.19	136.3	42.59	0.092	36.3	251.3	54.77	0.0	0.0	0	4.600	29.186
2031	17.09	5.34	9.30	153.4	47.93	0.103	39.3	290.6	56.54	0.0	0.0	0	4.794	33.980
2032	15.53	4.85	9.32	168.9	52.78	0.114	37.2	327.9	58.29	0.0	0.0	0	4.357	38.337
2033	14.18	4.43	9.38	183.1	57.21	0.123	35.5	363.3	60.02	0.0	0.0	0	3.977	42.314
2034	12.98	4.06	9.48	196.1	61.27	0.132	33.9	397.2	61.72	0.0	0.0	0	3.641	45.955
2035	11.87	3.71	9.58	207.9	64.98	0.140	32.4	429.6	63.39	0.0	0.0	0	3.331	49.286
2036	10.88	3.40	9.71	218.8	68.38	0.147	31.1	460.8	65.04	0.0	0.0	0	3.054	52.340
2037	9.98	3.12	9.86	228.8	71.50	0.154	29.9	490.7	66.66	0.0	0.0	0	2.799	55.138
2038	9.15	2.86	10.03	237.9	74.36	0.160	28.8	519.5	68.25	0.0	0.0	0	2.566	57.704
2039	8.42	2.63	10.26	246.4	76.99	0.166	27.9	547.4	69.81	0.0	0.0	0	2.362	60.066
2040	7.13	2.23	9.69	253.5	79.22	0.171	24.9	572.3	71.33	0.0	0.0	0	2.001	62.067
2041	6.61	2.06	9.93	260.1	81.28	0.175	24.3	596.6	72.81	0.0	0.0	0	1.853	63.920
2042	6.13	1.92	10.24	266.2	83.20	0.179	23.8	620.4	74.25	0.0	0.0	0	1.720	65.641
2043	5.69	1.78	10.59	271.9	84.98	0.183	23.4	643.8	75.65	0.0	0.0	0	1.597	67.238
2044	5.29	1.65	11.00	277.2	86.63	0.187	23.0	666.7	77.00	0.0	0.0	0	1.483	68.721
2045	4.88	1.53	11.41	282.1	88.15	0.190	22.5	689.2	78.31	0.0	0.0	0	1.370	70.091
2046	4.52	1.41	11.92	286.6	89.57	0.193	22.1	711.4	79.58	0.0	0.0	0	1.268	71.359
2047	4.18	1.31	12.53	290.8	90.87	0.196	21.8	733.2	80.79	0.0	0.0	0	1.174	72.532
2048	3.78	1.18	12.95	294.6	92.06	0.199	21.0	754.1	81.97	0.0	0.0	0	1.061	73.593
2049	3.51	1.10	13.79	298.1	93.15	0.201	20.7	774.9	83.09	0.0	0.0	0	0.984	74.577
2050	3.25	1.02	14.83	301.3	94.17	0.203	20.5	795.4	84.17	0.0	0.0	0	0.912	75.488
2051	3.02	0.94	16.16	304.4	95.11	0.205	20.4	815.8	85.21	0.0	0.0	0	0.846	76.335
2052	2.68	0.84	17.13	307.0	95.95	0.207	19.4	835.2	86.20	0.0	0.0	0	0.752	77.087
2053	2.49	0.78	19.19	309.5	96.73	0.209	19.4	854.6	87.14	0.0	0.0	0	0.698	77.785
2054	2.31	0.72	22.05	311.8	97.45	0.210	19.3	873.9	88.04	0.0	0.0	0	0.648	78.433
2055	1.81	0.56	22.11	313.6	98.01	0.211	16.3	890.2	88.90	0.0	0.0	0	0.507	78.940
2056	1.68	0.52	26.35	315.3	98.54	0.212	16.3	906.5	89.70	0.0	0.0	0	0.470	79.411
2057	1.56	0.49	33.19	316.9	99.02	0.214	16.3	922.8	90.47	0.0	0.0	0	0.436	79.847
2058	1.44	0.45	46.11	318.3	99.47	0.214	16.4	939.1	91.18	0.0	0.0	0	0.405	80.252
2059	1.34	0.42	79.39	319.7	99.89	0.215	16.4	955.6	91.86	0.0	0.0	0	0.376	80.628
2060	1.24	0.39		320.9	100.28	0.216	16.5	972.1	92.48	0.0	0.0	0	0.348	80.975
2061	1.12	0.35		322.0	100.63	0.217	16.2	988.3	93.06	0.0	0.0	0	0.315	81.290



Таблица 4.1.9 - Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту ((горизонты Ю-IV (пласт 2), Ю-VI (пласты 1, 2 и 3))). Вариант 2

Годы	Ввод из консервации, ед.	Ввод из наблюдательного фонда, ед.	Ввод из нефтяной части, ед.	Ввод из бурения, ед.	Перевод на нефтяную часть, ед.	Выбытие скважин, ед.	Количество газовых скважин Нскв., ед.	Дни работы 1 скважины Траб, сут.	Среднегодовой дебит газа 1 скважины qг, тыс. м3/сут.	Процент от qабс.св., %	Абсолютный свободный дебит газа qабс.св., тыс. м3/сут.	Годовая добыча газа Qг, млн. м3	Накопленная добыча газа ΣQг, млн. м3	Коэффициент извлечения газа КИГ, д.ед.	Пластовое давление на середине года Рпл, ат	Депрессия ΔР, ат	Забойное давление Рзаб, ат	Устьевое давление Руст, ат	Скорость потока газа на устье υ, м/с	Qконд, тыс. т	ΣQконд, тыс. т	КИК, д.ед.
2029	3	3	0	0	0	0	6	329	24.74	8.56	289.15	40.70	40.90	0.009	293.5	4.5	288.05	207.40	0.36	9.16	9.36	0.009
2030	0	0	0	0	0	0	6	329	24.55	8.57	286.37	40.38	81.28	0.018	291.1	4.5	285.63	205.66	0.37	9.09	18.44	0.019
2031	0	0	0	0	0	0	6	329	24.10	8.63	279.22	39.64	120.92	0.027	284.9	4.5	283.26	203.95	0.37	8.92	27.36	0.028
2032	0	0	0	0	0	0	6	329	23.37	8.73	267.73	38.44	159.36	0.036	275.0	4.5	280.96	202.29	0.37	8.65	36.01	0.036
2033	0	0	0	2	0	0	8	329	24.45	9.71	251.89	64.34	223.70	0.050	261.2	5	276.61	199.16	0.41	14.48	50.49	0.051
2034	0	0	0	2	0	0	10	329	24.98	10.76	232.08	82.19	305.89	0.069	244.0	5.5	271.18	195.25	0.45	18.49	68.98	0.070
2035	0	0	0	1	0	0	11	329	25.98	11.74	221.20	102.56	408.45	0.092	234.5	6	264.54	190.47	0.48	23.08	92.06	0.093
2036	0	0	0	1	0	0	12	329	27.81	13.47	206.43	118.93	527.38	0.119	221.6	6.9	256.52	184.70	0.55	26.76	118.82	0.120
2037	0	0	0	1	0	0	13	329	27.13	14.09	192.52	124.94	652.32	0.147	209.4	7.1	248.84	179.17	0.57	27.80	146.62	0.148
2038	0	0	0	0	0	0	13	329	27.04	15.07	179.41	124.54	776.86	0.175	197.9	7.5	240.99	173.51	0.61	27.43	174.05	0.176
2039	0	0	0	0	0	0	13	329	27.02	16.17	167.08	124.47	901.33	0.203	187.0	7.95	233.08	167.82	0.64	26.60	200.65	0.203
2040	0	0	1	0	0	0	14	329	26.93	17.32	155.46	127.90	1029.23	0.232	176.7	8.4	224.98	161.98	0.68	26.13	226.78	0.229
2041	0	0	0	0	0	0	14	329	27.14	18.78	144.53	128.93	1158.17	0.261	167.0	9	216.66	155.99	0.73	24.45	251.24	0.254
2042	0	0	0	0	0	0	14	329	27.01	20.12	134.26	128.28	1286.45	0.290	157.8	9.5	208.47	150.10	0.78	22.42	273.65	0.277
2043	0	0	0	0	0	0	14	329	26.81	21.51	124.60	128.29	1414.74	0.319	149.2	10	200.29	144.21	0.82	20.73	294.38	0.298
2044	0	0	0	0	0	0	14	329	26.54	22.98	115.53	128.00	1542.74	0.348	140.9	10.5	192.13	138.33	0.87	19.19	313.57	0.317
2045	0	0	0	0	0	0	14	329	26.42	24.69	107.02	121.62	1664.36	0.375	133.2	11.1	183.90	132.41	0.92	16.97	330.54	0.334
2046	0	0	0	0	0	0	14	329	26.22	26.47	99.03	122.21	1786.56	0.403	125.9	11.7	175.68	126.49	0.98	15.93	346.47	0.350
2047	0	0	0	0	0	0	14	329	25.95	28.35	91.55	122.40	1908.97	0.431	118.9	12.3	167.47	120.58	1.04	14.94	361.41	0.366
2048	0	0	0	0	0	0	14	329	25.78	30.50	84.54	126.73	2035.70	0.459	112.4	13	159.18	114.61	1.11	14.54	375.95	0.380
2049	0	0	0	0	0	0	14	329	25.68	32.94	77.98	126.25	2161.95	0.488	106.2	13.8	150.82	108.59	1.18	13.64	389.59	0.394
2050	0	0	0	0	0	0	14	329	25.50	35.49	71.85	125.33	2287.28	0.516	100.4	14.6	142.52	102.61	1.27	12.69	402.27	0.407
2051	0	0	0	0	0	0	14	329	25.36	38.35	66.12	124.64	2411.92	0.544	94.9	15.5	134.15	96.59	1.36	11.84	414.12	0.419
2052	0	0	0	0	0	0	14	329	25.24	41.53	60.78	124.07	2535.99	0.572	89.6	16.5	125.73	90.52	1.47	11.09	425.20	0.430
2053	0	0	0	0	0	0	14	329	25.02	44.84	55.80	122.99	2658.97	0.600	84.7	17.5	117.36	84.50	1.59	10.35	435.56	0.441
2054	0	0	0	0	0	0	14	329	24.71	48.29	51.17	121.44	2780.41	0.627	80.1	18.5	109.09	78.55	1.71	9.65	445.21	0.450
2055	0	0	0	0	0	0	14	329	24.40	52.06	46.86	119.91	2900.32	0.654	75.7	19.6	100.81	72.58	1.86	9.00	454.21	0.459
2056	0	0	0	0	0	0	14	329	24.24	56.54	42.87	119.12	3019.44	0.681	71.5	21	92.28	66.44	2.05	8.47	462.68	0.468
2057	0	0	0	0	0	0	14	329	23.79	60.75	39.16	116.91	3136.35	0.707	67.6	22.2	84.08	60.54	2.24	7.88	470.55	0.476
2058	0	0	0	0	0	0	14	329	23.31	65.24	35.74	114.56	3250.91	0.733	63.8	23.5	75.92	54.66	2.46	7.32	477.88	0.483
2059	0	0	0	0	0	0	14	329	21.95	67.40	32.57	107.82	3358.73	0.757	60.3	23.5	69.46	50.01	2.54	6.55	484.42	0.490
2060	0	0	0	0	0	0	14	329	20.64	69.62	29.65	101.36	3460.09	0.780	57.0	23.5	63.40	45.64	2.62	5.85	490.27	0.496
2061	0	0	0	0	0	1	13	329	19.38	71.91	26.95	88.77	3548.86	0.800	53.9	23.5	58.08	41.82	2.72	4.88	495.15	0.501

Таблица 4.1.10 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам

№№ п/п	Наименование	Объекты			
		I	II	III	IV
1	Плотность сетки доб.+нагнет. скв., 10 <sup>4</sup> м2/скв	44.3	41.2	46.1	113.63
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	16.22	11.45	18.44	
3	Темп отбора от утв. нач. извлекаемых запасов), %	4.44	7.59	5.76	
4	Год выхода на проектный уровень	2029	2030	2028	2041
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	1	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/год	39.4	29.0	37.8	
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м <sup>3</sup> /год	1.7	2.3	5.2	
8	Проектный уровень добычи свободного газа, млн. м <sup>3</sup> /год		5.8		128.93
	Проектный уровень добычи конденсата, тыс.т./год		0.8		27.43
9	Проектный уровень закачки воды, тыс. м <sup>3</sup> /год	52.49			
10	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	12	7	12	1
	в том числе: добывающих	10	7	12	1
	нагнетательных	2			
	специальных				
11	Фонд скважин для бурения, всего, шт.	3	2	3	7
	в том числе: добывающих	3	2	3	7
	нагнетательных				
	специальных				
12	Фонд резервных скважин, шт.				
13	Фонд скважин-дублеров, шт.				
14	Накопленная добыча за проектный период, тыс. т:				
	нефти	355,4	149,9	296,9	
	жидкости	1758	640,6	957,2	
	конденсата		2.05		495,0
	свободного газа, млн.м3		15.60		3548,7
15	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т:				
	нефти	368,9	151.6	322,0	
	жидкости	1776,4	659,0	988,3	
	конденсата		2.05		495,2
	свободного газа, млн.м3		15.6		3548,9
16	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0.217	0.204	0.217	
	Конечный коэффициент извлечения свободного газа, доли ед.		0.800		0.800
	Конечный коэффициент извлечения конденсата, доли ед.		0.501		0.501
17	Средняя обводненность к концу разработки, %	91,9	93.3	93,1	

#### **4.2 Экономические показатели вариантов разработки**

Экономическая оценка проводилась по 3 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 2-го варианта разработки месторождения Караколь представлены в таблицах 4.2.1-4.2.5.

Расчеты по остальным вариантам разработки представлены в табличных приложениях П.4.2.1-4.2.10

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по месторождению Караколь. Вариант II (рекомендуемый)

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс.\$	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I	Бурение, обустройство скважин															
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	8	319.7	2 557	0	0	320	320	959	959	0	0	0	0	0
2	Бурение газодобывающих скважин	скв.	7	319.7	2 238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	639
3	Обустройство скважины	скв.	15	17.3	259	0	0	17	17	52	52	0	0	0	0	35
4	Устьевая Арматура и компоновка	скв.	15	64.8	972	0	0	0	0	0	0	389	0	0	0	130
5	СМР на площадке УПГ, технологическая обязанка оборудований, тыс. долл.	тыс.\$			4 003	0	0	0	0	0	0	4 003	0	0	0	0
6	Газовый коллектор Ду168х6 мм с изоляцией от м/р Караколь до м/р Акшабулак	тыс.\$			3 515	0	0	0	0	0	0	3 515	0	0	0	0
7	Выкидные линии, ЛЭП, установка модульных газопоршневых установок на ГПУ	тыс.\$			2 474	0	0	0	0	0	0	2 474	0	0	0	0
8	Оборудование газовых скважин	тыс.\$			2 599	0	0	0	0	0	0	2 599	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$			18 617	0	0	337	337	1 011	1 011	12 980	0	0	0	803
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$			21 264	0	0	351	358	1 094	1116	14617	0	0	0	979
II.	Перевод скважин															
1.	Перевод скважин из наблюдательного фонда	скв.	12	7.34	88	15	7	7	7	7	7	22	7	7	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	скв.	3	9.72	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Перевод скважин под закачку	скв.	2	6.48	13	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0
4.	Перевод скважин под добычу из консервации	скв.	4	7.34	29	0	7	0	0	0	0	22	0	0	0	0
5	Перевод газовой скважины под добычу нефти	скв.	1	7.56	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Перевод газовых скважины под добычу газа	скв.	2	7.56	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	КРС скважин	скв.	34	9.58	326	19	19	19	19	38	38	57	10	10	0	19
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$			508	33.84	33.84	26.49	26.49	45.64	45.64	101.51	23.40	16.92	0.00	19.15
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$			599	33.84	34.51	27.56	28.12	49.41	50.39	114.32	26.88	19.82	0.00	23.34
Всего капитальных затрат		тыс.\$			19 125	33.84	33.84	363.43	363.43	1056.44	1056.44	13081.33	23.40	16.92	0.00	822.61
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$			21 863	33.84	34.51	378.11	385.67	1143.53	1166.40	14731.70	26.88	19.82	0.00	1002.75
Коэффициент инфляции		%				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22

продолжение таблицы 4.2.1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	2	3	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
I	Бурение, обустройство скважин																	
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Бурение газодобывающих скважин	скв.	639	320	320	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Обустройство скважины	скв.	35	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Устьевая Арматура и компоновка	скв.	130	65	65	65	0	0	65	0	0	0	0	65	0	0	0	0
5	СМР на площадке УПГ, технологическая обвязка оборудования, тыс. долл.	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Газовый коллектор Ду168х6 мм с изоляцией от м/р Караколь до м/р Акшабулак	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Выкидные линии, ЛЭП, установка модульных газопоршневых установок на ГПУ	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Оборудование газовых скважин	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	803	402	402	402	0	0	65	0	0	0	0	65	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	999	509	520	530	0	0	91	0	0	0	0	100	0	0	0	0
II.	Перевод скважин																	
1.	Перевод скважин из наблюдательного фонда	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Перевод скважин на другой объект	скв.	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	0	0	10	0
3.	Перевод скважин под закачку	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0
4.	Перевод скважин под добычу из консервации	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Перевод газовой скважины под добычу нефти	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
6	Перевод газовых скважины под добычу газа	скв.	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	8	0	0	0	0
7	КРС скважин	скв.	19	10	10	10	0	0	19	0	0	0	0	0	0	0	10	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	19.15	9.58	9.58	9.58	0.00	0.00	46.15	0.00	6.48	0.00	0.00	7.56	0.00	0.00	26.85	0.00
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	23.81	12.14	12.39	12.63	0.00	0.00	64.62	0.00	9.44	0.00	0.00	11.69	0.00	0.00	44.06	0.00
Всего капитальных затрат		тыс.\$	822.61	411.30	411.30	411.30	0.00	0.00	110.94	0.00	6.48	0.00	0.00	72.35	0.00	0.00	26.85	0.00
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	1022.81	521.63	532.06	542.71	0.00	0.00	155.35	0.00	9.44	0.00	0.00	111.86	0.00	0.00	44.06	0.00
Коэффициент инфляции		%	1.24	1.27	1.29	1.32	1.35	1.37	1.40	1.43	1.46	1.49	1.52	1.55	1.58	1.61	1.64	1.67

Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Караколь. Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Доход предприятия от реализации нефти (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
2023	1.00	12.46	0.09	0.37	11.99	7.80	4.20	699.52	226.43	6 404
2024	1.02	16.82	0.13	0.50	16.20	10.53	5.67	713.51	230.96	8 821
2025	1.04	19.89	0.15	0.59	19.15	12.45	6.70	727.78	235.58	10 636
2026	1.06	29.78	0.22	0.89	28.67	18.63	10.03	742.33	240.29	16 244
2027	1.08	35.12	0.26	1.05	33.81	21.98	11.83	757.18	245.10	19 541
2028	1.10	42.96	0.32	1.28	41.36	26.88	14.47	772.32	250.00	24 379
2029	1.13	43.17	0.32	1.29	41.56	27.02	14.55	787.77	255.00	24 992
2030	1.15	43.10	0.32	1.28	41.49	26.97	14.52	803.52	260.10	25 447
2031	1.17	42.31	0.32	1.26	40.73	26.48	14.26	819.59	265.30	25 482
2032	1.20	38.86	0.29	1.16	37.41	24.32	13.09	835.99	270.61	23 874
2033	1.22	36.44	0.27	1.09	35.09	22.81	12.28	852.71	276.02	22 836
2034	1.24	33.58	0.25	1.00	32.33	21.02	11.32	869.76	281.54	21 465
2035	1.27	30.99	0.23	0.92	29.83	19.39	10.44	887.16	287.17	20 201
2036	1.29	28.61	0.21	0.85	27.54	17.90	9.64	904.90	292.91	19 024
2037	1.32	26.47	0.20	0.79	25.48	16.56	8.92	923.00	298.77	17 954
2038	1.35	24.49	0.18	0.73	23.57	15.32	8.25	941.46	304.75	16 941
2039	1.37	22.71	0.17	0.68	21.86	14.21	7.65	960.29	310.84	16 023
2040	1.40	23.12	0.17	0.69	22.25	14.46	7.79	979.49	317.06	16 638
2041	1.43	21.54	0.16	0.64	20.74	13.48	7.26	999.08	323.40	15 814
2042	1.46	19.73	0.15	0.59	18.99	12.34	6.65	1 019.06	329.87	14 772
2043	1.49	18.41	0.14	0.55	17.73	11.52	6.20	1 039.44	336.47	14 065
2044	1.52	17.20	0.13	0.51	16.55	10.76	5.79	1 060.23	343.20	13 397
2045	1.55	15.86	0.12	0.47	15.27	9.93	5.34	1 081.44	350.06	12 605
2046	1.58	14.82	0.11	0.44	14.27	9.27	4.99	1 103.07	357.06	12 014
2047	1.61	13.90	0.10	0.41	13.38	8.70	4.68	1 125.13	364.20	11 490
2048	1.64	13.93	0.10	0.41	13.41	8.72	4.69	1 147.63	371.49	11 746
2049	1.67	13.07	0.10	0.39	12.58	8.18	4.40	1 170.58	378.92	11 245
2050	1.71	12.27	0.09	0.37	11.81	7.68	4.13	1 193.99	386.49	10 766
2051	1.74	11.52	0.09	0.34	11.09	7.21	3.88	1 217.87	394.22	10 313
2052	1.78	10.70	0.08	0.32	10.31	6.70	3.61	1 242.23	402.11	9 772
2053	1.81	10.06	0.08	0.30	9.68	6.29	3.39	1 267.08	410.15	9 364
2054	1.85	9.46	0.07	0.28	9.10	5.92	3.19	1 292.42	418.35	8 981
2055	1.88	8.55	0.06	0.25	8.24	5.35	2.88	1 318.27	426.72	8 287
2056	1.92	7.83	0.06	0.23	7.54	4.90	2.64	1 344.63	435.25	7 734
2057	1.96	7.37	0.06	0.22	7.09	4.61	2.48	1 371.52	443.96	7 427
2058	2.00	6.93	0.05	0.21	6.67	4.34	2.33	1 398.96	452.84	7 124
2059	2.04	6.52	0.05	0.19	6.27	4.08	2.20	1 426.93	461.90	6 834
2060	2.08	6.13	0.05	0.18	5.90	3.83	2.06	1 455.47	471.13	6 553
2061	2.12	5.55	0.04	0.17	5.35	3.48	1.87	1 484.58	480.56	6 059
Итого		802.21	6.02	23.89	772.31	502.00	270.31			553 259

продолжение таблицы 4.2.2

Годы	Инфляция, %	Объем добычи газа, млн.м3	Объем добычи конденсата, тыс.тонн	Расчет дохода от продажи конденсата			Расчет дохода от продажи газа				Доход предприятия от реализации газа (без НДС) , тыс.\$	Доход предприятия от реализации конденсата (без НДС) , тыс.\$	Общий доход предприятия (без НДС), тыс.\$
				Объем продажи		Цена реализации	Объем продажи			Цена реализации газа			
				технологическое потери конденсата, тыс.тонн	на внутренний рынок, тыс.тонн	на внутренний рынок, \$/тонна	технологические потери газа при добыче, млн.м3	Технологические потери газа при подготовке газа в Акшабулаке, млн.м3	на внутренний рынок, млн.м3	на внутренний рынок, \$/тыс.м3			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	226.43	0.00	0.00	0.00	104.81	0.00	0.00	6 404
2024	1.02	0.00	0.00	0.00	0.00	230.96	0.00	0.00	0.00	104.81	0.00	0.00	8 821
2025	1.04	0.00	0.00	0.00	0.00	235.58	0.00	0.00	0.00	104.81	0.00	0.00	10 636
2026	1.06	0.00	0.00	0.00	0.00	240.29	0.00	0.00	0.00	104.81	0.00	0.00	16 244
2027	1.08	0.00	0.00	0.00	0.00	245.10	0.00	0.00	0.00	104.81	0.00	0.00	19 541
2028	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	250.00	0.00	0.00	0.00	104.81	0.00	0.00	24 379
2029	1.13	40.70	9.16	0.07	9.09	255.00	0.31	3.23	37.16	104.81	3894.99	2317.59	31 204
2030	1.15	40.38	9.09	0.07	9.02	260.10	0.30	3.21	36.87	106.91	3941.88	2345.49	31 734
2031	1.17	39.64	8.92	0.07	8.85	265.30	0.30	3.15	36.19	109.04	3946.76	2348.40	31 777
2032	1.20	38.44	8.65	0.06	8.58	270.61	0.29	3.05	35.10	111.23	3903.60	2322.72	30 100
2033	1.22	64.34	14.48	0.11	14.37	276.02	0.48	5.11	58.75	113.45	6665.42	3966.05	33 468
2034	1.24	82.19	18.49	0.14	18.35	281.54	0.62	6.53	75.05	115.72	8684.81	5167.62	35 317
2035	1.27	102.56	23.08	0.17	22.90	287.17	0.77	8.14	93.65	118.03	11053.60	6577.10	37 832
2036	1.29	118.93	26.76	0.20	26.56	292.91	0.89	9.44	108.60	120.39	13074.20	7779.40	39 877
2037	1.32	124.94	27.80	0.21	27.59	298.77	0.94	9.92	114.08	122.80	14009.40	8243.24	40 207
2038	1.35	124.54	27.43	0.21	27.23	304.75	0.93	9.89	113.72	125.26	14243.79	8297.34	39 482
2039	1.37	124.47	26.60	0.20	26.40	310.84	0.93	9.88	113.65	127.76	14520.63	8206.75	38 750
2040	1.40	127.90	26.13	0.20	25.94	317.06	0.96	10.16	116.79	130.32	15219.34	8224.16	40 081
2041	1.43	128.93	24.45	0.18	24.27	323.40	0.97	10.24	117.73	132.92	15649.20	7848.25	39 311
2042	1.46	128.28	22.42	0.17	22.25	329.87	0.96	10.19	117.14	135.58	15881.78	7338.99	37 992
2043	1.49	128.29	20.73	0.16	20.57	336.47	0.96	10.19	117.15	138.29	16200.55	6922.24	37 188
2044	1.52	128.00	19.19	0.14	19.04	343.20	0.96	10.16	116.87	141.06	16486.11	6535.84	36 419
2045	1.55	127.37	17.78	0.13	17.64	350.06	0.96	10.11	116.31	143.88	16734.25	6175.86	35 515
2046	1.58	127.39	16.60	0.12	16.48	357.06	0.96	10.11	116.32	146.76	17070.63	5883.48	34 968
2047	1.61	127.07	15.51	0.12	15.40	364.20	0.95	10.09	116.03	149.69	17368.47	5607.48	34 466
2048	1.64	126.73	14.54	0.11	14.43	371.49	0.95	10.06	115.72	152.69	17669.03	5359.21	34 774
2049	1.67	126.25	13.64	0.10	13.54	378.92	0.95	10.02	115.28	155.74	17954.03	5130.08	34 329
2050	1.71	125.33	12.69	0.10	12.59	386.49	0.94	9.95	114.44	158.86	18179.60	4866.27	33 812
2051	1.74	124.64	11.84	0.09	11.75	394.22	0.93	9.90	113.81	162.03	18440.66	4633.60	33 387
2052	1.78	124.07	11.09	0.08	11.00	402.11	0.93	9.85	113.29	165.27	18723.25	4424.64	32 920
2053	1.81	122.99	10.35	0.08	10.28	410.15	0.92	9.77	112.30	168.58	18931.37	4215.07	32 510
2054	1.85	121.44	9.65	0.07	9.58	418.35	0.91	9.64	110.88	171.95	19066.88	4006.30	32 054
2055	1.88	119.91	9.00	0.07	8.94	426.72	0.90	9.52	109.49	175.39	19203.02	3813.64	31 304
2056	1.92	119.12	8.47	0.06	8.40	435.25	0.89	9.46	108.76	178.90	19457.91	3657.52	30 849
2057	1.96	116.91	7.88	0.06	7.82	443.96	0.88	9.28	106.75	182.48	19480.29	3470.34	30 377
2058	2.00	114.56	7.32	0.05	7.27	452.84	0.86	9.10	104.60	186.13	19469.36	3291.04	29 884
2059	2.04	107.82	6.55	0.05	6.50	461.90	0.81	8.56	98.45	189.85	18691.41	3001.28	28 527
2060	2.08	101.36	5.85	0.04	5.81	471.13	0.76	8.05	92.55	193.65	17921.68	2736.29	27 211
2061	2.12	88.77	4.88	0.04	4.84	480.56	0.67	7.05	81.06	197.52	16010.26	2326.48	24 396
Всего		3 564.26	497.00	3.73	493.27	13186.77	26.73	283.00	3254.53	5461.81	487 748	167 040	1 208 047

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения Караколь. Вариант II (рекомендуемый)

Год	Инфляция, %	Производственные расходы																				
		Определение пластового давления, тыс.долл.	Определение забойного давления, тыс.долл.	Кривая восстановления давления (КВД), тыс.долл	Метод установившихся отборов (МУО), тыс.долл.	Отбор проб нефти в пластовых условиях, тыс.долл.	Удаление парафиноотложения, тыс.долл.	Определение профиля приемистости, тыс.долл	Затраты на подготовку газа, тыс.долл.	Затраты по добыче газа (переменные), тыс.долл	Затраты по добыче газа (постоянные), тыс.долл	Затраты на поддержание закачки воды, тыс. долл.	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Водоснабжение, тыс. долл.	Внутри промысловая транспортировка нефти, тыс.долл	Аренда и тех обслуживание ГПУ, тыс.долл	Аренда спецтехники, тыс. долл.	Текущий ремонт транспорта, тыс. долл	Текущий ремонт скважин, тыс.долл	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	Прочие услуги производственного характера, 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	22	23
2023	1.00	7.7	5.4	0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.5	0	3.4	156	6	2	25	2	24	161
2024	1.02	9.2	7.4	2	4.4	8.9	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.1	0	4.6	156	6	2	34	2	34	164
2025	1.04	11.3	27.8	2	4.5	9.1	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.5	0	5.6	156	6	2	38	3	35	168
2026	1.06	12.0	32.2	2	4.6	9.3	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.6	0	8.5	156	6	2	42	3	37	171
2027	1.08	14.7	40.7	2	4.7	9.5	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	46.6	0	10.3	156	6	2	42	4	39	174
2028	1.10	17.5	49.5	3	4.8	9.7	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	62.8	0	12.8	156	6	2	46	5	42	178
2029	1.13	65.2	63.2	16	29.4	59.1	18.1	0.0	1 484.9	681.5	179.8	0.0	68.7	0	13.2	211	7	2	95	4	76	481
2030	1.15	67.6	66.5	3	5.0	10.0	18.5	4.1	1 502.8	689.7	183.4	13.0	75.7	1	13.4	215	7	2	90	4	78	507
2031	1.17	70.0	70.0	3	5.1	10.2	19.5	4.2	1 504.6	690.6	187.0	13.7	80.7	1	13.4	220	7	2	96	5	78	533
2032	1.20	71.4	71.4	0	0.0	0.0	19.9	4.2	1 488.2	683.0	190.8	14.0	81.3	1	12.6	224	8	2	98	5	73	544
2033	1.22	77.2	77.2	6	10.6	0.0	20.2	4.3	2 541.1	1 166.3	233.5	15.0	83.2	1	12.0	228	9	2	100	5	70	588
2034	1.24	83.3	83.3	6	10.8	0.0	20.7	4.4	3 310.9	1 823.6	238.2	15.2	83.2	1	11.3	252	9	3	102	5	65	634
2035	1.27	87.2	87.2	3	5.5	0.0	21.1	4.5	4 214.0	2 321.0	283.5	15.3	83.0	1	10.6	257	10	3	104	6	62	725
2036	1.29	91.3	91.3	3	5.6	0.0	21.5	4.6	4 984.3	2 974.0	289.1	15.5	82.7	1	10.0	283	11	3	106	6	58	758
2037	1.32	95.5	95.5	3	5.7	0.0	21.9	4.7	5 340.8	3 186.7	337.0	15.6	82.5	1	9.4	288	11	3	108	6	55	793
2038	1.35	97.4	97.4	0	0.0	0.0	22.4	4.8	5 430.2	3 489.3	343.8	15.6	82.1	1	8.9	315	11	3	110	6	52	809
2039	1.37	99.4	99.4	0	0.0	0.0	22.8	4.9	5 535.7	3 557.1	394.5	15.7	81.8	1	8.4	343	13	3	112	7	49	826
2040	1.40	101.4	101.4	0	0.0	0.0	22.5	5.0	5 802.1	3 994.6	402.4	20.2	91.0	1	8.8	350	13	3	110	7	51	842
2041	1.43	103.4	103.4	0	0.0	0.0	23.0	5.1	5 966.0	4 107.4	433.2	25.2	91.0	1	8.3	379	13	3	112	7	48	859
2042	1.46	105.5	105.5	0	0.0	0.0	22.6	10.3	6 054.7	4 168.4	441.9	48.6	89.2	1	7.8	387	14	3	115	7	45	876
2043	1.49	107.6	107.6	0	0.0	0.0	23.1	10.6	6 176.2	4 535.6	474.4	48.5	89.2	1	7.4	418	14	3	117	7	43	894
2044	1.52	109.7	109.7	0	0.0	0.0	23.6	10.8	6 285.0	4 615.5	483.9	48.4	89.3	1	7.0	426	14	3	119	7	41	911
2045	1.55	111.9	111.9	0	0.0	0.0	22.8	11.0	6 379.6	4 977.8	567.6	48.3	88.1	1	6.6	459	16	3	117	7	38	930
2046	1.58	114.2	114.2	0	0.0	0.0	23.2	11.2	6 507.9	5 077.9	579.0	48.2	88.2	1	6.3	468	17	3	119	7	37	948
2047	1.61	116.5	116.5	0	0.0	0.0	23.7	11.4	6 621.4	5 166.5	641.9	48.4	88.7	1	6.0	502	17	3	122	8	35	967
2048	1.64	115.8	115.8	0	0.0	0.0	24.2	11.7	6 736.0	5 565.0	654.8	55.2	95.7	1	6.2	512	17	3	124	8	36	962
2049	1.67	118.1	118.1	0	0.0	0.0	24.7	11.9	6 844.7	5 654.8	667.9	55.4	96.2	1	5.9	523	18	3	127	8	34	981
2050	1.71	120.5	120.5	0	0.0	0.0	25.2	12.1	6 930.7	5 725.8	735.7	55.6	96.8	1	5.7	533	19	3	129	8	33	1 001
2051	1.74	122.9	122.9	0	0.0	0.0	25.7	12.4	7 030.2	5 808.1	750.4	55.8	97.4	1	5.4	598	19	4	132	8	31	1 021
2052	1.78	125.4	125.4	0	0.0	0.0	26.2	12.6	7 137.9	5 897.1	765.5	56.0	97.2	1	5.1	610	20	4	134	8	30	1 128
2053	1.81	127.9	127.9	0	0.0	0.0	26.7	12.9	7 217.3	6 293.9	838.6	56.3	98.0	1	4.9	622	20	4	137	8	29	1 151
2054	1.85	130.4	130.4	0	0.0	0.0	27.2	13.1	7 268.9	6 338.9	855.4	56.6	98.9	1	4.7	635	22	4	140	9	27	1 174
2055	1.88	129.6	129.6	0	0.0	0.0	26.8	13.4	7 320.8	6 384.2	902.6	57.0	96.2	1	4.4	647	22	4	137	8	25	1 166
2056	1.92	128.7	128.7	0	0.0	0.0	25.8	13.7	7 418.0	6 468.9	920.6	57.3	94.2	1	4.1	750	25	4	134	8	24	1 158
2057	1.96	131.3	131.3	0	0.0	0.0	26.3	13.9	7 426.5	6 476.4	939.0	57.8	95.2	1	3.9	765	25	4	136	9	23	1 182
2058	2.00	133.9	133.9	0	0.0	0.0	26.8	14.2	7 422.4	6 472.7	957.8	58.1	96.3	1	3.7	781	26	4	139	9	22	1 205
2059	2.04	136.6	136.6	0	0.0	0.0	27.3	14.5	7 125.8	6 541.1	977.0	58.5	97.4	1	3.6	796	29	4	142	9	21	1 324
2060	2.08	139.3	139.3	0	0.0	0.0	27.9	14.8	6 832.3	6 899.0	996.5	59.0	98.6	1	3.4	812	29	4	145	9	20	1 350
2061	2.12	134.4	134.4	0	0.0	0.0	27.3	15.1	6 103.6	6 443.3	1 016.4	56.8	96.4	1	3.2	828	30	4	141	9	18	1 303
Итого		3 643.1	3 730.5	53.3	100.9	125.7	797.9	306.2	185 945.6	144 875.5	18 863.1	1 279.6	3 152.2	24.7	291.1	16 575.5	579.0	118.3	4 173.9	251.3	1 635.0	31 546.1



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.	Плата за загрязнение окружающей среды	Налоги от ФОТ ППП, тыс.долл			Общесадминистративные расходы, тыс. долл.	Услуги сторонних организаций непроизводственного характера, тыс.долл	Обслуживание информационной системы, тыс.долл	ФОТ АУП, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на внутренний рынок, тыс. долл.	Затраты на транспортировку конденсата на внутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$
I	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2023	297	73	9	73	406	452	24	0	18	90	201	29	0	741
2024	409	71	12	75	455	567	24	0	18	91	276	40	0	1 000
2025	493	66	15	76	493	651	25	0	18	93	333	48	0	1 245
2026	752	62	23	78	526	916	25	0	19	95	509	74	0	1 863
2027	905	70	28	80	559	1 082	26	0	19	97	612	89	0	2 527
2028	1 129	76	34	81	602	1 321	26	0	19	99	764	111	0	3 091
2029	1 235	285	35	220	3 555	1 775	27	0	20	208	783	114	72	3 107
2030	1 256	241	36	231	3 556	1 765	27	0	20	219	797	116	73	3 101
2031	1 258	204	36	243	3 612	1 741	28	0	21	231	799	116	73	3 045
2032	1 184	171	34	248	3 591	1 637	28	0	21	235	748	109	72	3 161
2033	1 208	161	32	268	5 249	1 669	29	0	21	255	716	104	123	2 965
2034	1 213	152	30	289	6 761	1 685	29	0	22	275	673	98	160	2 732
2035	1 247	137	29	331	8 302	1 743	30	0	22	288	633	92	203	2 521
2036	1 292	124	27	346	9 798	1 789	31	0	23	301	596	87	241	2 596
2037	1 299	114	25	362	10 463	1 800	31	1	23	315	563	82	255	2 402
2038	1 285	97	24	369	10 899	1 775	32	1	24	321	531	77	257	2 222
2039	1 270	82	23	377	11 172	1 752	32	1	24	393	502	73	254	2 060
2040	1 324	72	24	384	11 925	1 804	33	1	25	401	521	76	254	2 314
2041	1 316	61	22	392	12 288	1 791	34	1	25	409	496	72	243	2 157
2042	1 295	52	21	400	12 501	1 768	34	1	26	417	463	67	227	1 975
2043	1 302	45	20	408	13 076	1 774	35	1	26	426	441	64	214	1 844
2044	1 303	38	19	416	13 306	1 775	36	1	27	434	420	61	202	1 894
2045	1 322	34	18	424	13 897	1 798	36	1	27	443	395	57	191	1 747
2046	1 340	29	17	433	14 170	1 818	37	1	28	452	376	55	182	1 632
2047	1 364	24	16	441	14 496	1 846	38	1	28	461	360	52	173	1 661
2048	1 393	21	17	439	15 043	1 870	39	1	29	458	368	53	166	1 665
2049	1 420	18	16	448	15 292	1 901	39	1	29	467	352	51	159	1 562
2050	1 449	15	15	457	15 555	1 936	40	1	30	477	337	49	150	1 582
2051	1 486	13	15	466	15 845	1 980	41	1	31	527	323	47	143	1 485
2052	1 539	11	14	515	16 183	2 079	42	1	31	537	306	45	137	1 380
2053	1 606	10	13	525	16 776	2 154	43	1	32	548	293	43	130	1 391
2054	1 647	8	13	535	16 935	2 203	44	1	33	559	281	41	124	1 308
2055	1 722	7	12	532	17 076	2 273	44	1	33	598	260	38	118	1 183
2056	1 821	6	11	529	17 364	2 366	45	1	34	594	242	35	113	1 156
2057	1 867	5	11	539	17 446	2 421	46	1	35	606	233	34	107	1 088
2058	1 913	4	10	550	17 506	2 477	47	1	35	618	223	32	102	1 023
2059	1 888	4	10	604	17 444	2 506	48	1	36	631	214	31	93	963
2060	1 880	3	9	616	17 581	2 509	49	1	37	689	205	30	85	905
2061	1 696	3	9	594	16 366	2 301	50	1	37	665	190	28	72	820
Итого	51 623.9	2 671.9	782.5	14 392.9	418 068.3	69 471.2	1 373.77	22.23	1 025.13	15 023.37	17 337.03	2 519.86	5 164.42	73 114.11

## 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 эксплуатационны е расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Плата за пользование земельными участками	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл											
<i>l</i>	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2023	1 036	1.1	35	131	1 813	230	11.42	779	4	4	4	3 057	33	63
2024	1 427	1.1	36	134	2 465	317	15.42	921	4	4	4	3 965	27	55
2025	1 902	1.2	37	136	3 184	382	18.23	1 029	5	5	5	4 879	25	52
2026	2 905	1.2	37	139	4 807	583	27.29	1 275	8	8	9	7 023	18	43
2027	3 495	1.2	38	142	6 061	701	32.19	1 434	9	9	9	8 604	16	41
2028	4 360	1.2	39	145	7 491	875	39.37	1 661	16	16	17	10 522	14	39
2029	4 469	1.3	82	255	7 659	969	2.90	4 782	17	17	17	14 266	82	111
2030	4 767	1.3	86	267	7 956	986	2.90	4 812	36	36	183	14 787	83	112
2031	4 774	1.3	91	279	7 911	987	2.85	4 881	36	36	37	14 641	85	115
2032	4 473	1.3	93	285	7 728	929	2.61	4 807	36	36	37	14 282	92	124
2033	4 278	1.4	100	305	7 345	942	2.45	6 498	36	36	37	15 621	144	178
2034	4 204	1.4	108	326	7 046	930	2.26	8 020	60	60	63	16 933	201	239
2035	3 957	1.4	113	340	6 592	928	2.08	9 573	76	76	79	18 138	268	309
2036	3 726	1.4	119	355	6 442	923	1.92	11 078	87	87	90	19 572	342	387
2037	3 516	1.5	124	370	6 044	899	1.78	11 734	102	102	105	19 887	395	443
2038	3 607	1.5	127	377	5 957	865	1.65	12 142	109	109	112	20 203	445	496
2039	3 411	1.5	155	450	5 628	829	1.53	12 453	109	109	111	20 161	492	548
2040	3 542	1.6	158	459	6 016	851	1.56	13 237	112	112	114	21 395	516	573
2041	3 367	1.6	161	469	5 686	810	1.45	13 568	119	119	123	21 407	570	630
2042	3 271	1.6	164	478	5 412	757	1.33	13 737	123	123	125	21 287	634	696
2043	3 114	1.7	168	487	5 127	719	1.24	14 283	125	125	128	21 562	710	776
2044	2 966	1.7	171	497	5 033	683	1.16	14 487	131	131	133	21 690	774	843
2045	2 898	1.7	174	507	4 821	643	1.07	15 048	133	133	136	22 069	876	949
2046	2 762	1.8	178	517	4 574	613	1.00	15 302	139	139	143	22 115	956	1 032
2047	2 642	1.8	181	528	4 486	586	0.94	15 610	142	142	144	22 370	1 043	1 123
2048	2 701	1.8	180	526	4 548	587	0.94	16 158	145	145	148	23 013	1 080	1 160
2049	2 777	1.9	184	537	4 525	562	0.88	16 392	150	150	154	23 273	1 170	1 254
2050	2 659	1.9	188	548	4 430	537	0.83	16 641	153	153	156	23 469	1 268	1 356
2051	2 547	1.9	207	599	4 242	513	0.78	16 958	156	156	159	23 649	1 375	1 472
2052	2 496	2.0	212	611	4 090	488	0.72	17 282	158	158	162	23 930	1 512	1 614
2053	2 392	2.0	216	623	4 001	466	0.68	17 866	162	162	165	24 509	1 668	1 777
2054	2 294	2.1	220	636	3 824	446	0.00	18 017	168	168	171	24 550	1 791	1 905
2055	2 258	2.1	236	677	3 679	415	0.00	18 168	169	169	173	24 631	1 996	2 124
2056	2 108	2.2	234	674	3 500	391	0.00	18 429	171	171	174	24 810	2 218	2 354
2057	2 024	2.2	239	688	3 353	374	0.00	18 508	174	174	177	24 806	2 368	2 512
2058	1 941	2.2	243	701	3 210	357	0.00	18 565	174	174	178	24 779	2 526	2 679
2059	1 862	2.3	248	715	3 075	338	0.00	18 497	175	175	179	24 607	2 676	2 838
2060	1 786	2.3	271	776	2 964	320	0.00	18 676	174	174	178	24 676	2 869	3 048
2061	1 651	2.4	262	753	2 736	289	0.00	17 408	176	176	179	22 976	2 947	3 134
<b>Итого</b>	<b>116 364.8</b>	<b>65.21</b>	<b>5 915.45</b>	<b>17 444.50</b>	<b>195 459.61</b>	<b>25 021.32</b>	<b>183.41</b>	<b>460 718</b>	<b>4 076.92</b>	<b>4 076.92</b>	<b>4 315.14</b>	<b>738 117</b>		

Таблица 4.2.4-Расчет чистой прибыли месторождения Караколь. Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Всего расходы, связанные с 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
2023	779	63	2 580	768	3 057	2 580	2 580	2 580	516	2 064	0	2 064
2024	921	55	4 176	680	3 965	4 176	4 176	4 176	835	3 341	0	3 341
2025	1 029	52	5 100	657	4 879	5 100	5 100	5 100	1 020	4 080	0	4 080
2026	1 275	43	8 582	639	7 023	8 582	8 582	8 582	1 716	6 865	0	6 865
2027	1 434	41	10 200	737	8 604	10 200	10 200	10 200	2 040	8 160	0	8 160
2028	1 661	39	13 034	824	10 522	13 034	13 034	13 034	2 607	10 427	0	10 427
2029	4 782	111	14 006	2 932	14 266	14 006	14 006	14 006	2 801	11 205	0	11 205
2030	4 812	112	14 428	2 519	14 787	14 428	14 428	14 428	2 886	11 542	0	11 542
2031	4 881	115	14 969	2 166	14 641	14 969	14 969	14 969	2 994	11 976	0	11 976
2032	4 807	124	13 955	1 864	14 282	13 955	13 955	13 955	2 791	11 164	0	11 164
2033	6 498	178	16 239	1 608	15 621	16 239	16 239	16 239	3 248	12 991	0	12 991
2034	8 020	239	16 864	1 520	16 933	16 864	16 864	16 864	3 373	13 491	0	13 491
2035	9 573	309	18 323	1 370	18 138	18 323	18 323	18 323	3 665	14 659	0	14 659
2036	11 078	387	19 060	1 245	19 572	19 060	19 060	19 060	3 812	15 248	0	15 248
2037	11 734	443	19 180	1 139	19 887	19 180	19 180	19 180	3 836	15 344	0	15 344
2038	12 142	496	18 311	968	20 203	18 311	18 311	18 311	3 662	14 649	0	14 649
2039	12 453	548	17 766	823	20 161	17 766	17 766	17 766	3 553	14 213	0	14 213
2040	13 237	573	17 963	723	21 395	17 963	17 963	17 963	3 593	14 371	0	14 371
2041	13 568	630	17 289	615	21 407	17 289	17 289	17 289	3 458	13 832	0	13 832
2042	13 737	696	16 181	524	21 287	16 181	16 181	16 181	3 236	12 945	0	12 945
2043	14 283	776	15 180	445	21 562	15 180	15 180	15 180	3 036	12 144	0	12 144
2044	14 487	843	14 351	378	21 690	14 351	14 351	14 351	2 870	11 481	0	11 481
2045	15 048	949	13 108	338	22 069	13 108	13 108	13 108	2 622	10 486	0	10 486
2046	15 302	1 032	12 565	288	22 115	12 565	12 565	12 565	2 513	10 052	0	10 052
2047	15 610	1 123	11 851	245	22 370	11 851	11 851	11 851	2 370	9 481	0	9 481
2048	16 158	1 160	11 547	214	23 013	11 547	11 547	11 547	2 309	9 237	0	9 237
2049	16 392	1 254	10 873	182	23 273	10 873	10 873	10 873	2 175	8 699	0	8 699
2050	16 641	1 356	10 188	155	23 469	10 188	10 188	10 188	2 038	8 151	0	8 151
2051	16 958	1 472	9 606	132	23 649	9 606	9 606	9 606	1 921	7 685	0	7 685
2052	17 282	1 614	8 878	112	23 930	8 878	8 878	8 878	1 776	7 102	0	7 102
2053	17 866	1 777	7 906	95	24 509	7 906	7 906	7 906	1 581	6 325	0	6 325
2054	18 017	1 905	7 423	81	24 550	7 423	7 423	7 423	1 485	5 938	0	5 938
2055	18 168	2 124	6 604	69	24 631	6 604	6 604	6 604	1 321	5 283	0	5 283
2056	18 429	2 354	5 981	58	24 810	5 981	5 981	5 981	1 196	4 784	0	4 784
2057	18 508	2 512	5 521	50	24 806	5 521	5 521	5 521	1 104	4 417	0	4 417
2058	18 565	2 679	5 063	42	24 779	5 063	5 063	5 063	1 013	4 050	0	4 050
2059	18 497	2 838	3 884	36	24 607	3 884	3 884	3 884	777	3 107	0	3 107
2060	18 676	3 048	2 504	31	24 676	2 504	2 504	2 504	501	2 003	0	2 003
2061	17 408	3 134	1 394	26	22 976	1 394	1 394	1 394	279	1 115	0	1 115
Итого	460 718	39 203	442 633	27 297	738 117	442 633	442 633	442 633	88 527	354 106	0	354 106

Таблица 4.2.5-Расчет потоков денежной наличности месторождения Караколь. Вариант II (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
2023	2 064	2 798	2 798	н/д	2 543	2023
2024	3 341	3 986	6 784	н/д	5 838	0
2025	4 080	4 359	11 143	н/д	9 113	0
2026	6 865	7 119	18 262	н/д	13 975	0
2027	8 160	7 754	26 015	н/д	18 789	0
2028	10 427	10 084	36 100	н/д	24 482	0
2029	11 205	-595	35 505	н/д	24 177	0
2030	11 542	14 034	49 539	н/д	30 724	0
2031	11 976	14 122	63 661	н/д	36 713	0
2032	11 164	13 028	76 689	н/д	41 735	0
2033	12 991	13 596	90 285	н/д	46 501	0
2034	13 491	13 988	104 274	н/д	50 958	0
2035	14 659	15 507	119 781	н/д	55 450	0
2036	15 248	15 961	135 742	н/д	59 653	0
2037	15 344	15 941	151 682	н/д	63 469	0
2038	14 649	15 617	167 299	н/д	66 868	0
2039	14 213	15 036	182 335	н/д	69 842	0
2040	14 371	14 938	197 273	н/д	72 529	0
2041	13 832	14 446	211 719	н/д	74 891	0
2042	12 945	13 459	225 179	н/д	76 892	0
2043	12 144	12 589	237 768	н/д	78 593	0
2044	11 481	11 859	249 627	н/д	80 050	0
2045	10 486	10 713	260 339	н/д	81 246	0
2046	10 052	10 340	270 679	н/д	82 296	0
2047	9 481	9 726	280 405	н/д	83 194	0
2048	9 237	9 408	289 813	н/д	83 983	0
2049	8 699	8 881	298 694	н/д	84 660	0
2050	8 151	8 306	306 999	н/д	85 236	0
2051	7 685	7 816	314 816	н/д	85 729	0
2052	7 102	7 214	322 030	н/д	86 143	0
2053	6 325	6 420	328 450	н/д	86 477	0
2054	5 938	6 019	334 469	н/д	86 762	0
2055	5 283	5 352	339 821	н/д	86 992	0
2056	4 784	4 843	344 664	н/д	87 182	0
2057	4 417	4 467	349 130	н/д	87 341	0
2058	4 050	4 092	353 223	н/д	87 473	0
2059	3 107	3 143	356 366	н/д	87 566	0
2060	2 003	2 034	358 400	н/д	87 620	0
2061	1 115	1 141	359 540	н/д	87 648	0
2062	0	-142	359 398	н/д	87 645	0
2063	0	-1 262	358 137	н/д	87 619	0
2064	0	-1 248	356 889	н/д	87 597	0
2065	0	-1 230	355 658	н/д	87 576	0
2066	0	-1 454	354 205	н/д	87 554	0
2067	0	-1 668	352 536	н/д	87 531	0
2068	0	-1 871	350 665	н/д	87 508	0
2069	0	-2 064	348 601	н/д	87 485	0
2070	0	-2 149	346 452	н/д	87 463	0
2071	0	-2 211	344 240	н/д	87 442	0
2072	0	-2 194	342 046	н/д	87 423	0
2073	0	-2 232	339 814	-11.22%	87 406	0
2074	0	-2 374	337 441	-10.42%	87 389	0
2075	0	-2 436	335 004	-9.71%	87 374	0
Итого	354 106	335 004				2023

### 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 2019г, в отчёте «Подсчет запасов нефти, свободного газа, конденсата и растворенного в нефти газа месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019г».

Сравнение КИН показывает, что по месторождению во I, II и III расчетных вариантах разработки обеспечивается отбор 100% и более утвержденных извлекаемых запасов нефти. При этом по II и III варианту предусматривается разработка газоконденсатной части месторождения, при котором по II варианту наблюдается достижение 100% отбора свободного газа и конденсата, КИ свободного газа и конденсата при этом по II варианту составляет 0,800 доли ед. и 501 доли ед. соответственно, по III варианту 0,781 доли ед. и 0,496 доли ед. соответственно (Таблицы 4.3.2-4.3.3).

Рекомендуемый II вариант обеспечивает наиболее высокую величину экономической эффективности при наименьших капитальных вложениях по сравнению с III вариантом.

Таблица 4.3.1 – Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти

Объект	Запасы утвержденные			Извлекаемые запасы нефти и КИН по вариантам					
	Qгеол, тыс.т	Qизвл, тыс.т	КИН, д.ед.	Вариант I		Вариант II		Вариант III	
				Qизвл, тыс.т	КИН, д.ед.	Qизвл, тыс.т	КИН, д.ед.	Qизвл, тыс.т	КИН, д.ед.
I	1698	365	0,215	365	0,215	368.8	0,217	383,8	0,226
II	744	151	0,203	151	0,203	151.6	0,204	154,2	0,207
III	1484	320	0,216	320	0,216	322.0	0,217	326,2	0,220

Таблица 4.3.2 – Значения расчетных коэффициентов извлечения свободного газа

Объект	Запасы утвержденные			Извлекаемые запасы нефти и КИН по вариантам					
	Qгеол, млн.м <sup>3</sup>	Qизвл, млн.м <sup>3</sup>	КИ свободного газа, д.ед.	Вариант I		Вариант II		Вариант III	
				Qизвл, млн.м <sup>3</sup>	КИ свободного газа, д.ед.	Qизвл, млн.м <sup>3</sup>	КИ свободного газа, д.ед.	Qизвл, млн.м <sup>3</sup>	КИ свободного газа, д.ед.
II	19	15	0.800	-	-	15.6	0.821	15.6	0.821
IV	4434	3548	0.800	-	-	3548.9	0.800	3460.1	0.780

Таблица 4.3.3 – Значения расчетных коэффициентов извлечения конденсата

Объект	Запасы утвержденные			Извлекаемые запасы нефти и КИН по вариантам					
	Qгеол, тыс.т	Qизвл, тыс.т	КИК, д.ед.	Вариант I		Вариант II		Вариант III	
				Qизвл, тыс.т	КИК, д.ед.	Qизвл, тыс.т	КИК, д.ед.	Qизвл, тыс.т	КИК, д.ед.
II	4.1	2.1	0.500	-	-	2.1	0.500	2.1	0.500
IV	988.5	494.9	0.500	-	-	495.2	0.501	490.3	0.496

## 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 3-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 2023, 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 3-х вариантов разработки приводится в таблице 5.1.1.

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

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный
1	Период расчета, годы	2023-2060	2023-2075	2023-2061	2023-2075	2023-2060	2023-2075
2	Бурение нефтедобывающих скважин вертикальных, ед.	8	8	8	8		
3	Бурение нефтедобывающих скважин наклонно-направленных, ед.					8	8
4	Бурение газодобывающих скважин вертикальных, ед.			7	7	7	7
5	Бурение/перевод нагнетательных скважин, ед.	2	2	2	2	2	2
6	Фонд скважин с начала разработки, ед.	33	33	40	40	40	40
7	Добыча жидкости, тыс.т.	3 283.28	4 191.73	3 355.80	4 191.73	3 493,33	4 489,67
8	Накопленная добычи жидкости с начала разработки, тыс.т.	3 351.10	4 259.55	3 423.63	4 259.55	3 561.15	4 557.49
9	Добыча нефти, тыс.т.	796.66	846.44	802.21	846.44	823,92	873,23
10	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	836.90	886.68	842.45	886.68	864.15	913.46
11	Добыча растворенного газа, млн.м3	143.37	151.00	144.24	151.00	147,13	154,70
12	Накопленная добыча растворенного газа начала разработки, млн.м3	148.82	156.44	149.68	156.43	152.57	160.14
13	Добыча конденсата, тыс.т.			497,00	502,60	492,12	502,60
14	Накопленная добыча конденсата с начала разработки, тыс.т.			497,20	502,81	492.33	502.81
15	Добыча свободного газа, млн.м3			3 564,26	3 673,82	3 475,49	3 673,82
16	Накопленная добыча свободного газа начала разработки, млн.м3			3 564.47	3 674.03	3 475.70	3 674.03
17	Закачка воды, тыс.м3	1 172.94	1 701.15	1 215.34	1 701.15	1 337,67	1 923,40
18	Накопленная закачка воды с начала разработки, тыс.м3	1 172.94	1701.15	1215.34	1701.15	1 337.67	1 923.40
19	Накопленная компенсация отбора закачкой, %	26.1	31.8	26.6	31.8	28,3	34,1
20	Суммарная продажа нефти, тыс.т.	766,96	814,89	772,31	814,89	793,20	840,68
21	Суммарная продажа конденсата, тыс.т.	0,00	0,00	493,27	498,83	488,43	498,83
22	Суммарная продажа газа, млн.м3	0,00	0,00	3 254,53	3 354,57	3 173,47	3 354,57
23	Суммарная чистая выручка от реализации товарной продукции, тыс.долл.	547 200	607 839	1 208 047	1 285 691	1 199 184	1 300 771
24	Эксплуатационные затраты, тыс. долл.	85 502	135 264	460 718	526 165	456 858	545 367
25	Средние общие затраты на 1 т нефти, долл.	107,32	159,80	574,31	621,62	554,49	624,54
26	Капитальные вложения, тыс. долл.	3 284	3 284	21 863	21 863	27 343	27 756
27	Удельные капитальные вложения, \$/т	4,12	3,88	27,25	25,83	33,18	31,78
28	Корпоративный подоходный налог, тыс. долл.	44 758	44 758	88 527	88 527	85 343	85 343
29	Налог на сверхприбыль, тыс. долл.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Налоги и платежи в бюджет, тыс.долл.	229 070	267 068	277 400	314 132	283 085	327 182
31	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, тыс. долл.	273 828	311 826	365 926	402 658	368 427	412 525
32	Поток денежной наличности подрядчика, тыс. долл.	184 586	157 464	359 540	335 004	346 557	315 123
33	Чистая приведенная стоимость подрядчика при ставке 10%, тыс. долл.	64 703	64 393	87 648	87 374	87 060	86 681
34	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	0,213	0,226	0,215	0,226	0,220	0,233
35	Коэффициент извлечения свободного газа, д. ед.			0,800	0,825	0,781	0,825
36	Коэффициент извлечения конденсата, д. ед.			0,501	0,507	0,496	0,507



По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 2 варианту разработки месторождения Караколь достигаются наибольшие показатели 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 2 вариант (рекомендуемый).

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

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

### **6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, и внутри скважинного оборудования**

#### ***6.1.1. Технологические условия эксплуатации добывающих скважин***

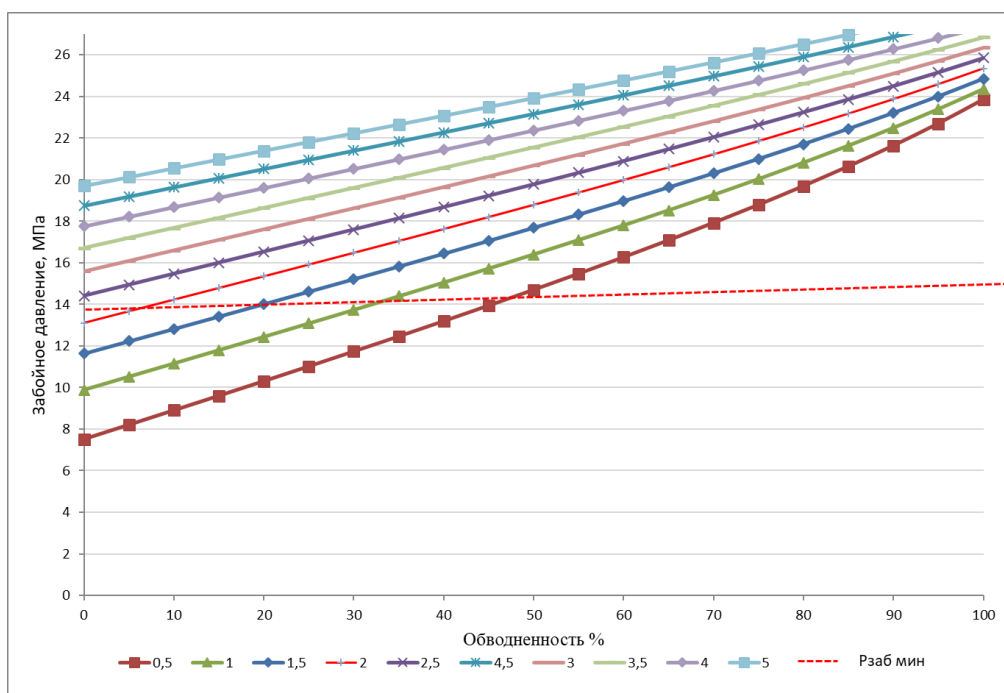
Технологические условия эксплуатации скважин определены исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин.

Настоящим «Дополнением к проекту разработки месторождения Караколь» в соответствии с рекомендуемым вариантом предусматривается ввод из бурения 15 скважин, в том числе 8 нефтедобывающих скважин (по I объекту – 3 скважины, по II объекту – 2 скважины, по III объекту – 3 скважины) и 7 газодобывающих скважин.

Для скважин, вскрывающих нефтенасыщенные интервалы, условия фонтанирования (предельные забойные давления, обводненность фонтанирования) определены для подъёмников диаметром 73 мм.

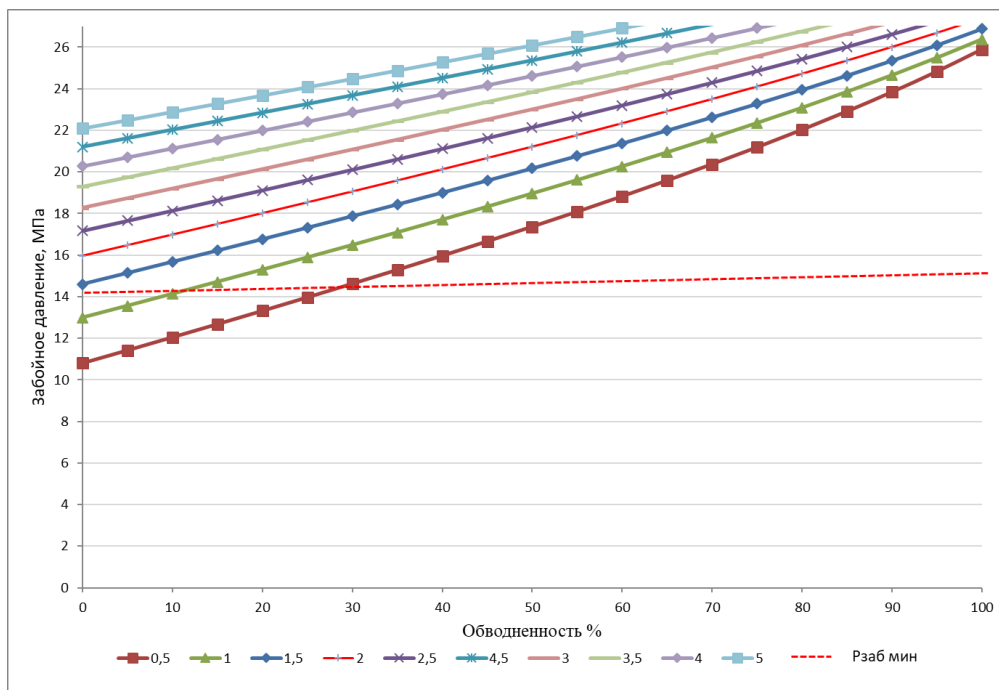
Режим работы фонтанных скважин производился по аналитическому методу академика А.П. Крылова. Режим работы скважин исходит из условия разработки месторождения, при котором забойное давление больше или равно давлению насыщения.

На рисунках 6.1.1 – 6.1.3 представлены графики необходимого минимального забойного давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях в зависимости от обводненности.



**Рис. 6.1.1 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности I объекта**

Как видно из рисунка 6.1.1 график по эмпирическим зависимостям забойных давлений от обводненности при различных устьевых давлениях на I объекте благоприятен в пределах от 7,5 до 14,4 МПа. При обводненности до 45%.



**Рис. 6.1.2 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности II объекта**

Как видно из рисунка 6.1.2 график по эмпирическим зависимостям забойных давлений от обводненности при различных устьевых давлениях на II объекте благоприятен в пределах от 10,8 до 14,6 МПа. При обводненности до 30%.

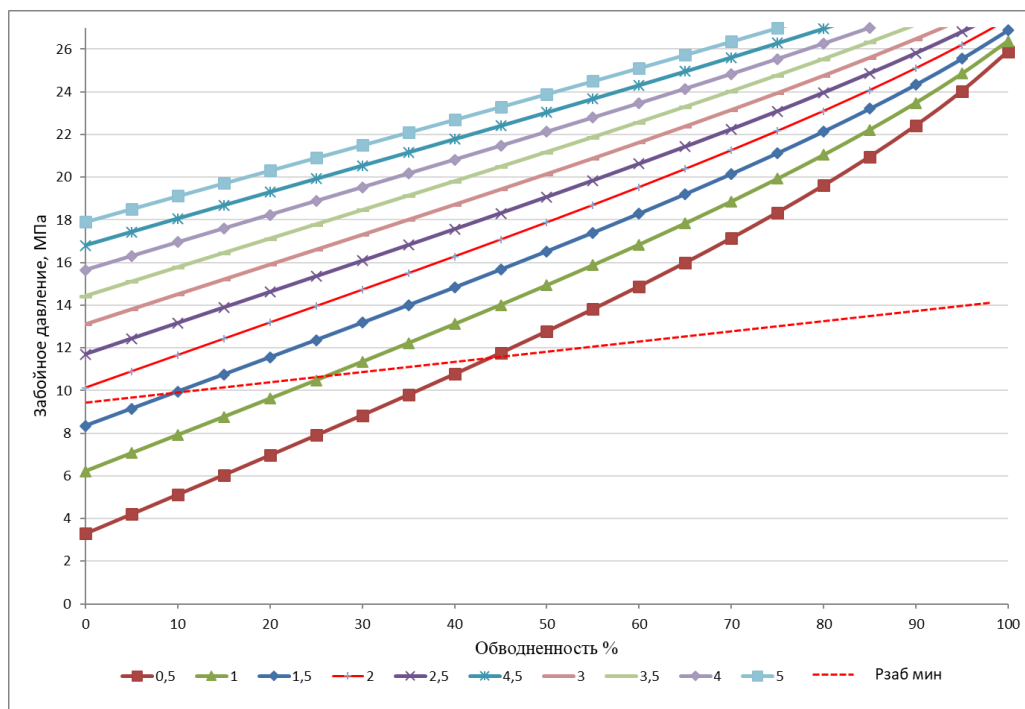


Рис. 6.1.3 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности III объекта

Как видно из рисунка 6.1.3 график по эмпирическим зависимостям забойных давлений от обводненности при различных устьевых давлениях на III объекте благоприятен в пределах от 3,3 до 11,8 МПа. При обводненности до 45%.

Так как добыча нефти при фонтанировании скважин является самым простым и идеальным способом, необходимо будет подобрать оптимальные технологические режимы работ скважин, при которых срок фонтанирования скважин будет максимальным.

Исходя из вышеуказанных условий, а также учитывая физико-химические свойства продукции и максимальное рабочее давление на устье нефтяных скважин, должна устанавливаться фонтанная арматура, рассчитанная на давление 21 МПа и рекомендуется для дальнейшего применения на месторождении. Для подъема жидкости следует применить трубы условным диаметром 73 мм.

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется применение штанговых глубинно-насосных установок (УШГН), как хорошо зарекомендовавший себя в условиях месторождения, но решение этого вопроса в каждом конкретном случае требует индивидуального подхода.

Эксплуатацию УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах ( $2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) малой и средней глубины (до

2500 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

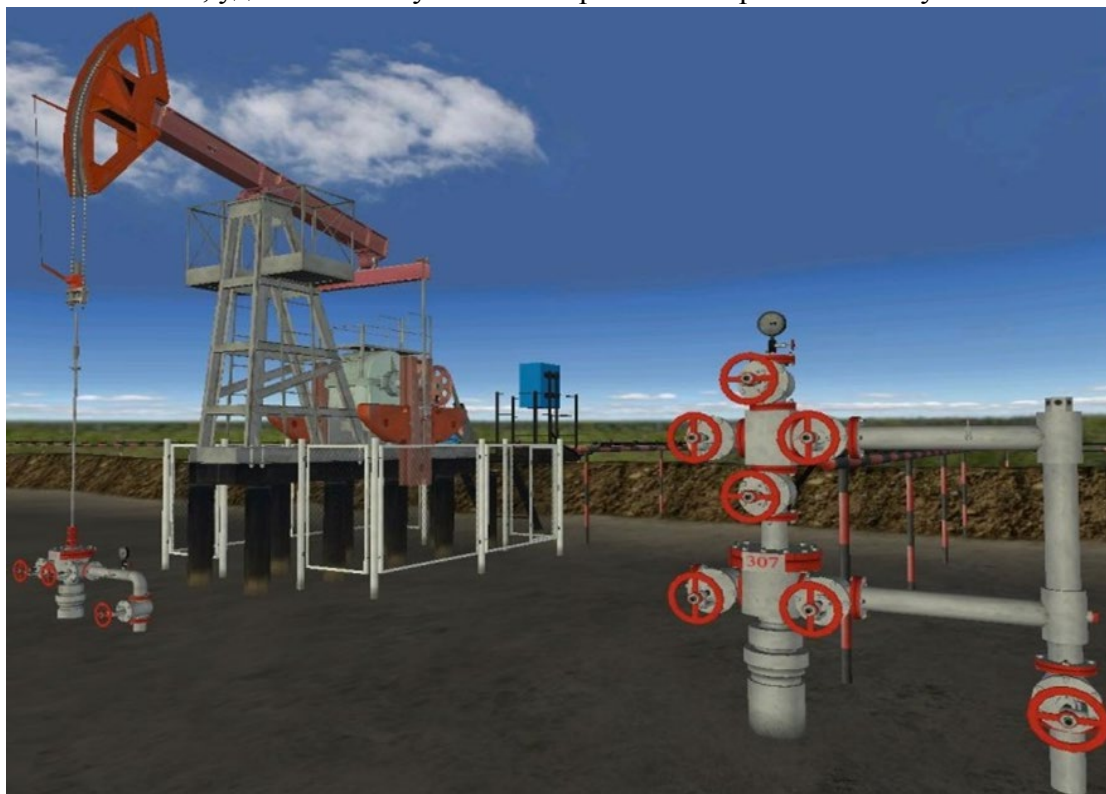


Рис. 6.1.4 – Эксплуатация УШГН

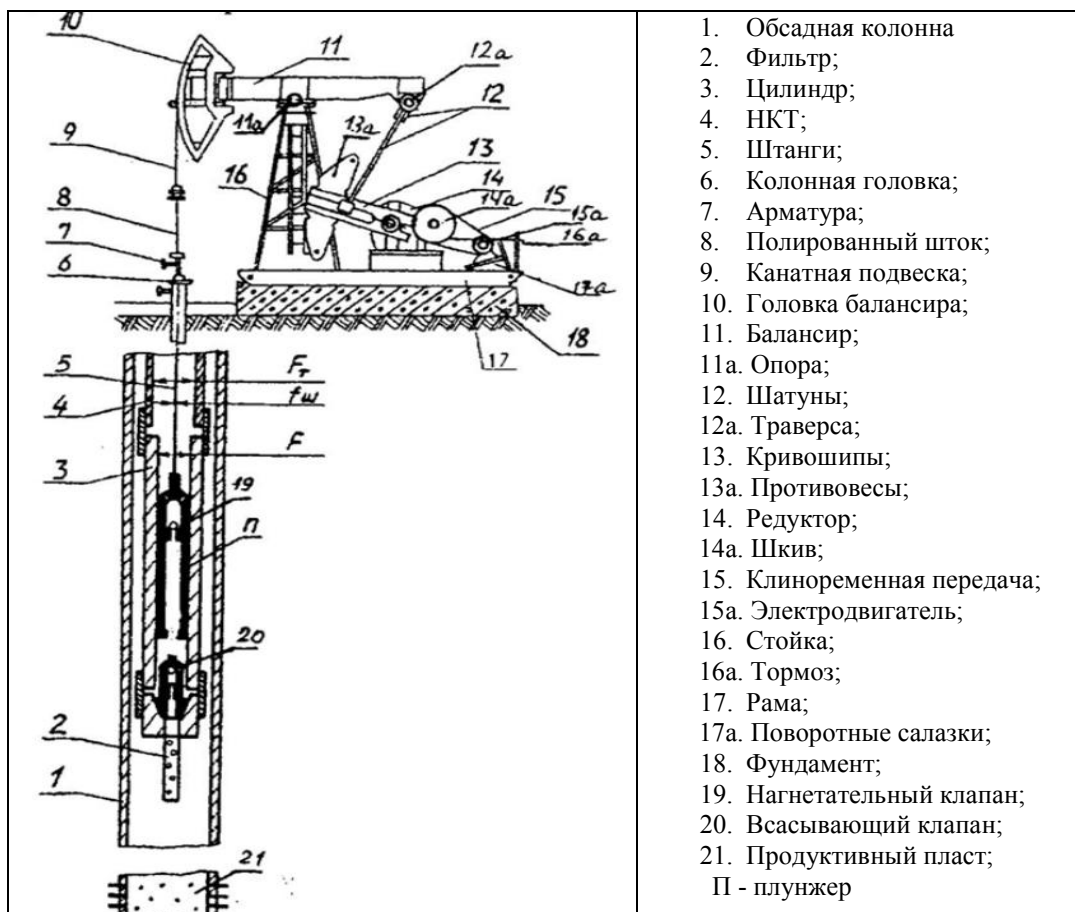


Рис. 6.1.5 – Схема УШГН

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса  $0,8 \div 1,0$ . Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть  $p_{пр} > 0,35 \div 0,7$  МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости  $\mu$  до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравнивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравниванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п. Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

#### Устьевое оборудование

Оборудование устья включает крестовик, установлена на колонной головке (ОКК), к боковым отводам присоединены краны (задвижки). На верхнем, горизонтальном фланце установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части, на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2.

Пластовая жидкость отводится в выкидную линию, которая соединяется с тройником посредством быстразборной конструкции, состоящей из ниппеля и накидной гайки.

К особенностям рассматриваемой конструкции относится наличие шарнирного соединения, позволяющего головке вместе с уплотнением поворачиваться и самоустанавливаться по устьевому штоку. Это уменьшает радиальные составляющие усилия взаимодействия устьевого штока с вкладышами, а значит, и износ.

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.

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-6, СКД-6, СК-8 и ПШГН грузоподъемностью до 8 тонн.

В таблице 6.1.1 приведены основные параметры, рекомендуемых станков-качалок.

**Таблица 6.1.1 – Виды станков-качалок**

Тип станка-качалки	Максимальная нагрузка в точке подвеса, тонн	Ход полированного штока, м	Число качаний, в мин
СК-6	6,0	0,9 1,2 1,5 1,8 2,1	5,0 – 15,0
СКД-6	6,0	1,2 1,6 2,0 2,5 3,0	4,0 – 12,0
СК-8	8,0	1,7 2,1 2,5 3,0 3,5	5,0 – 12,0
ПШГН	8,0	1,2 1,6 2,0 2,5 3,0	2,0 – 8,5

### Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы невставного (трубного) исполнения типа НН-2Б-44, ННБП-57-30-15, и НН-2Б-70. Насосы спускаются в скважину (140, 146, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73мм, группа прочности «Д», неравнопрочные по ГОСТ 633-80.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от

ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

В таблице 6.1.2 приведена теоретическая производительность насосов, применяемых и рекомендуемых для добычи нефти на месторождении.

**Таблица 6.1.2 - Теоретическая производительность насосов**

Число качаний	Длина хода	Диаметр насоса, мм		
		44 мм	57 мм	70 мм
		м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /сут
1	2	3	4	5
4	0,9	7,9	13,2	19,9
	1,2	10,5	17,6	26,6
	1,5	13,1	22,0	33,2
	1,8	15,8	26,5	39,9
	2,1	18,4	30,9	46,5
	2,5	21,9	36,7	55,4
	3,0	26,3	44,1	66,5
5	0,9	9,8	16,5	24,9
	1,2	13,1	22,0	33,2
	1,5	16,4	27,5	41,5
	1,8	19,7	33,0	49,8
	2,1	23,0	38,5	58,1
	2,5	27,4	45,9	69,2
	3,0	32,8	55,1	83,1
6	0,9	11,8	19,8	29,9
	1,2	15,8	26,5	39,9
	1,5	19,7	33,1	49,9
	1,8	23,6	39,7	59,9
	2,1	27,6	46,3	69,8
	2,5	32,8	55,1	83,1
	3,0	39,4	66,1	99,7
7	0,9	13,8	23,1	34,8
	1,2	18,4	30,8	46,5
	1,5	23,0	38,5	58,1
	1,8	27,6	46,2	69,7
	2,1	32,2	54,0	82,0
	2,5	38,3	64,3	96,9
	3,0	46,0	77,1	116,3

Как видно из таблицы производительность применяемых и рекомендуемых диаметров штанговых глубинных насосов при длине хода от 0,9 м до 3,0 м и числе качаний от 4 до 7 имеет широкий диапазон для обеспечения проектного дебита.

Применяемая одноступенчатая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм (22 и 25 мм) является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Материал штанг - сталь 40 нормализованная с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ и сталь 20Н2М нормализованная ГОСТ 13877-80. Компонировка труб и штанг по



размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

В таблице 6.1.3 приведены технологические показатели эксплуатации скважин.

Согласно таблице 6.1.3 по рекомендуемому варианту запланировано ввод 8 добывающих скважин.

**Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту**

Способ эксплуатации	Показатели	Годы				
		2023	2024	2025	2026	2027
ШГН	Ввод скважин	0	4	4	3	1
	Эксплуатационный фонд	8	12	16	19	20
	Дебит по жидкости, т/сут,	11,3	13,8	16,3	13,2	13,1
	Средняя обводненность, %	41,8	27,9	40,4	45,9	50,6

### **6.1.2 Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования нагнетательных скважинах**

#### Внутрискважинное оборудование

Выбор внутрискважинного оборудования нагнетательных скважин основывается на технологических показателях и конкретных условиях закачки рабочего агента. Подземное оборудование нагнетательных скважин должно включать весь комплекс оборудования, которым оснащены эксплуатационные скважины.

Диаметр скважинного трубопровода (лифтовой колонны), через который рабочую среду нагнетают в пласт, определяется подачей насосных установок (максимальный темп закачки рабочего агента до 110-115 м<sup>3</sup>/сут). Исходя из этого, рекомендуется односекционная конструкция лифтовых колонн диаметром 114 мм, состоящих из труб марки стали 90 °С, прочность которых позволяет поддерживать противодавление в затрубе.

Для разобщения трубного и затрубного пространства, а также уменьшения нагрузки на колонну устанавливается извлекаемый гидравлический пакер. Под пакером располагается посадочный ниппель для установки в нём необходимого оборудования и различных приборов исследования и приборов контроля притока, а башмак НКТ оборудуется направляющей воронкой, которая служит для предотвращения обрыва кабеля во время проведения исследовательских и ремонтных работ.

#### Устьевое оборудование

Нагнетательная арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин и контроля режима закачки воды или газа. Через неё проводится спуск инструментов и приборов при исследовании скважин. Типоразмер нагнетательной арматуры определяется расчётным давлением нагнетания на устье. Согласно ГОСТ 13846-

2003 в качестве нагнетательной рекомендуется применять фонтанную арматуру на рабочее давление 21 МПа.

Устьевая арматура включает следующее оборудование:

- Трубная головка;
- Нижняя и верхняя центральные запорные задвижки (НФЗ, ВФЗ);
- Две задвижки боковым отводом (для нагнетаемой продукции (БЗЛНП) и для линии глушения скважины (БЗЛГ);
- Клапан для регулирования потока.

Скважинный клапан-отсекатель, верхняя центральная задвижка и задвижка бокового отвода для нагнетаемой продукции регулируются гидравлическим приводом через панель управления и при сбоях системы закрываются (при потере гидравлического давления в системе и потере сигнала контроля).

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

Основные проблемы при добыче и эксплуатации скважин на месторождении будут связаны с физико-химическими свойствами добываемой нефти.

Наличие в нефти парафина в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Понижение давления и температуры нефти при движении по стволу скважины приводит к изменению ее фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин.

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- интенсивное газовыделение;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.

Анализ добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, колонны НКТ в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности НКТ. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

С ростом скорости движения газонефтяной смеси интенсивность отложений АСПО вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности НКТ. Дальнейший рост скорости ведет к уменьшению интенсивности отложений: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

К основным способам борьбы с отложениями парафина относится использование НКТ с гладкими защитными поверхностями. Для создания защитных поверхностей можно использовать лакокрасочные материалы (бакелитовый, эпоксидный, бакелито-эпоксидный модифицированный типа ЮЭЛ лаки).

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Использование этих мероприятий способствует улучшению фильтрационных характеристик ПЗС, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ, отмывает НКТ и скважинное оборудование от АСПО.

Можно использовать промывку горячей нефтью одновременно с работой ШСНУ. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины. С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель можно добавлять химические реагенты.

Если АСПО будут выделяться в большом количестве, то наиболее рациональной по времени является периодическая задавка ингибитора через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования.

С увеличением обводненности продукции скважин возможно изменение характера процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию, а также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов АСПО в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности. Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины целесообразно применять острый пар, вырабатываемый пароперемещаемыми установками типа ППУА, через паро-пусковые стояки.

### **Мероприятия по борьбе с обводненностью**

Основными возможными причинами обводнения скважин являются:

- негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;
- заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти;
- внутрискважинные перетоки воды и углеводородов;
- перемещение НВК, ГВК в процессе разработки месторождения;
- конусообразование в скважинах в результате фильтрации подошвенных и межпластовых вод.

При этом необходимо разработать комплекс мероприятий, направленных на исследование причин и источников обводненности добываемой продукции. Для обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритока и поддержания планируемых уровней добычи газа необходимо проведение лабораторных исследований по поиску изолирующих композиций и активное внедрение новых составов и технологий. Наряду с промывками водой предлагается проведение работ по закреплению слабосцементированных пород вяжущими и цементирующими веществами.

Наряду с традиционными методами как ЦПД, рекомендуется обработка призабойной зоны химреагентом «Фероклен-2» и гидролизной кислотой российского производства. Химреагент «Фероклен-2» предназначен для очистки призабойной зоны пласта и также можно применить в зависимости от состава при ремонтно-изоляционных работах. Химреагент предусматривает создание непроницаемого экрана на границе раздела нефть-вода в добывающих скважинах из высокопластичного геля, образующегося при повышенной температуре пласта из маловязкого гелеобразующего раствора. «Фероклен-2» применяется как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах.

### **Мероприятия по борьбе с коррозией**

В рамках проекта предусматривается система ППД, согласно прогнозным показателям наблюдается рост обводнения скважин. В связи с этим необходимо

предусмотреть мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин и защиты внутренней поверхности трубопроводов от коррозии.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Специальный метод защиты от коррозии - химическое ингибирование - рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии по ряду причин особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям. От наружной коррозии обсадные колонны скважин под воздействием пластовых вод защищаются путем полного подъема цемента до устья, а также применением электрохимической защиты (катодная защита).

Для колонн НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предусматривается ингибиторная защита путем периодической подачи ингибиторов в кольцевое пространство между колонами труб.

Для защиты от коррозии трубопроводов для сбора нефти, НКТ и обсадных колонн предлагаются водорастворимые ингибиторы типа ВЖС (Россия), «Виско» (США) и известный «Бактирам - 607».

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин представлены в таблице 6.2.1.

**Таблица 6.2.1 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин**

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	Скважины с АСПО	по графику	глубинное оборудование, выкидные линии
2		Ввод ингибиторов для борьбы с коррозией и солеотложением	Все добывающие скважины, оборудование систем ПСН и ППД	добывающие скважины - по графику, оборудование систем ПСН и ППД - постоянно	Ввод ингибиторов для борьбы с коррозией и солеотложением
3		Ввод бактерицидов для борьбы с коррозией	Все высоконапорные водоводы сточной воды и нагнетательные линии системы ППД	постоянно	Ввод бактерицидов

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

#### 6.3.1 Основные требования к системе промыслового обустройства

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схема расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами разработки...» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Технология сбора и транспорта нефти планируется осуществлять по следующей схеме: устье скважины - выкидные линии - автоматизированные групповые замерные установки АГЗУ – ВППН – нефтепровод - ЦППН Арысское.

В системе сбора нефти после подключения к нефтепроводу предусматриваются:

- Спутник А-40-14-400, предназначенный для периодического измерения дебитов скважин по однотрубной системе сбора нефти и газа;
- Дренажная емкость объемом 63 м<sup>3</sup>;
- Автономный нефтегазовые сепараторы типа НГС-1-1,6-1200-2, предназначенные для отделения газа от продукции нефтяных скважин;
- Газовый сепаратор типа ГС1-2,5-600-2;
- Накопительные емкости объемом 50 м<sup>3</sup> РГС-50, предназначенные для временного хранения нефти;
- Насосы для перекачки нефти типа ЦНС-38-110;
- Печи подогрева нефти НУС-01, и ПП-0,63, газ на которые подается от сепараторов;
- Факельная установка для технологического неизбежного сжигания попутного газа.

Газожидкостная смесь от скважин под действием буферных давлений скважин по однотрубной герметизированной системе будет поступать на АГЗУ. Далее в АГЗУ производится по скважинный замер дебитов, где продукция одной из скважин направляется на замер, а продукция остальных скважин направляется насосами из ВППН-в межпромысловый трубопровод ВПСН Сарыбулак – ЦППН Арысское. Далее подготовка нефти до товарного вида, так же утилизация сырого газа будет производиться на ЦППН-е месторождения Арысское.

В рамках 2 и 3 вариантов была предусмотрена разработка газоконденсатной части. Поток газа от газодобывающих скважин будет отправляться на Предварительный пункт подготовки газа (ПППГ) для получения свободного газа и сброса конденсата. Во избежание гидратообразования на устьях скважин в трубопровод подается метанол вместе с ингибитором коррозии. Свободный газ для дальнейшей реализации продукции отправляется через дожимную компрессорную станцию на УПГ м/я Акшабулак, а отделившийся конденсат направляется на ВППН для дальнейшей переработки. Принципиальная блок схема представлена на рисунке 6.3.1.

Ситуационная карта месторождений Караколь по 2 и 3 вариантам разработки представлена на рисунке 6.3.2.







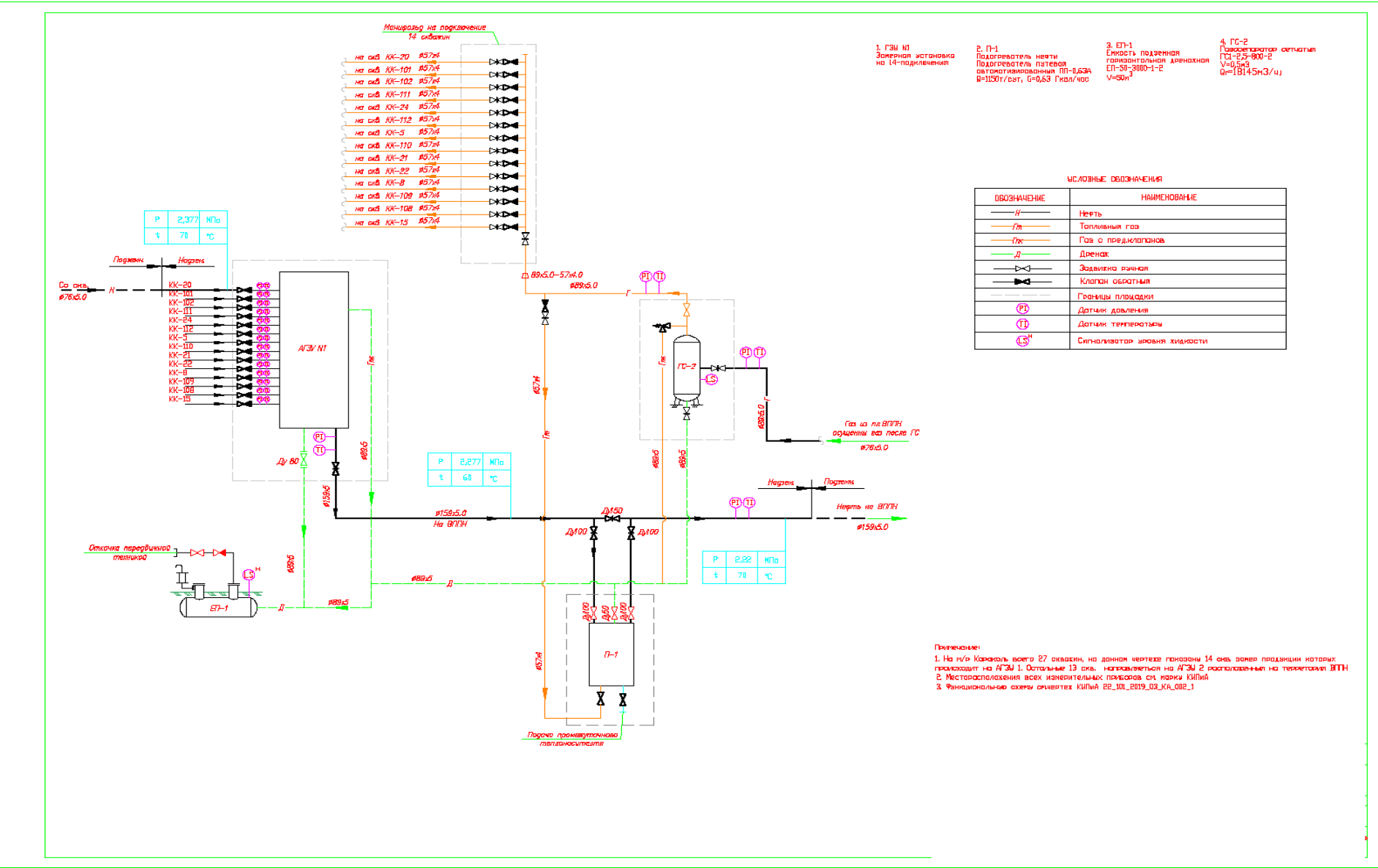


Рис. 6.3.4 – Групповая замерная установка



#### 6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно утвержденной Программы развития переработки газа на месторождении Караколь на 2022-2023гг (Протокол №6.2 от 24.12.2021г.) добываемый газ частично используется на собственные нужды на печи подогрева НУС-01, а избыточный объем газа сжигается на факеле.

Представленные в таблице 6.4.1 прогнозные объемы газа на период 2022-2023гг., приняты согласно технологическим показателям отчета по месторождению и утвержденных Министерством энергетики РК (Протокол 6.2 от 24.12.2021г.).

**Таблица 6.4.1 - Баланс добычи газа**

Годы	Добыча нефти, тыс.тонн	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	На собственные нужды, млн.м <sup>3</sup>	Сжигание на факеле, млн.м <sup>3</sup>
2022	10,4	2,281	1,352	0,011
2023	12,5	2,659	1,880	0,011

Основные направления реализации топливного газа определяются потребностями в топливном газе на собственные нужды промысла.

Утилизация попутного газа в рамках Дополнения к проекту разработки нефтяной газ будет использоваться на собственные нужды на печи подогрева НУС-01 и на печах подогрева ПП-0,63, излишки газа направляются по газопроводу на месторождение Арыское. Сжигание газа производится при ТО и ремонтных работах технологического оборудования и на дежурную горелку. При этом в рамках 2 и 3 вариантов весь свободный газ будет отводиться на УПГ месторождения Акшабулак, где будет осуществляться его подготовка до товарного качества.

В таблице 6.4.2 представлена баланс добычи и использования газа.

**Таблица 6.4.2 - Баланс добычи попутного газа с учетом источников потребления газа**

№ п/п	Наименование	Годы				
		2023	2024	2025	2026	2027
1	Добыча нефти, тыс.т	12.5	16.8	25.6	29.8	35.1
2	Добыча попутного газа, млн.м <sup>3</sup>	1.236	1.652	3.170	4.353	6.022
3	На собственные нужды, млн.м <sup>3</sup>	0.321	0.459	0.896	1.257	1.702
	<i>из них:</i>					
3.1	НУС-01	0.085	0.121	0.237	0.332	0.450
3.2	ПП-0,63	0.236	0.338	0.659	0.925	1.252
4	На газопровод м-я Арыское, млн.м <sup>3</sup>	0.904	1.182	2.263	3.085	4.309
5	Технологическое неизбежное сжигание	0.011	0.011	0.011	0.011	0.011

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

При рассмотрении месторождения с ППД, закачку воды осуществлять по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, сероводорода, механических примесей в закачиваемую воду, при этом использовать блочные установки очистки пластовых вод, дозировочные установки подачи ингибиторов коррозии и солеотложения.

По результатам выбора водозаборной скважины, либо другого источника поступления воды для системы ППД, потребуется проведение анализа на совместимость вод – пластовой сточной и внешнего источника.

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

Закачку воды необходимо провести по закрытой системе.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Как правило, требования к качеству закачиваемой воды определяют по результатам опытной закачки, или по аналогии с месторождениями, на которых имеются объекты разработки и достаточный опыт эксплуатации системы заводнения. Исходя из требований, предъявляемых к качеству воды для заводнения пластов согласно СТ РК 1662-2007 в условиях месторождения для предварительных расчетов могут быть приняты следующие величины:

- значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество

закачиваемой воды;

- при контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики;
- содержание нефти должно быть не более 30 мг/л;
- содержание механических примесей также не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов, т.е. не более 1 мкм;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,05 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/см<sup>2</sup>сут, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506;
- в воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать;
- не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород;
- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Обобщенный перечень оборудования для реализации запланированных показателей закачки воды нижеследующее:

- Выкидные линии;
- Расходомеры учета воды;
- Водораспределительные пункты (ВРП);
- Блок гребенки – 2 ед.;
- БКНС;
- Насосы для ППД – 3 ед. (2 рабочие, 1 резервный);
- Блок фильтров – 1 ед.;
- Дренажная емкость типа ЕПП 25-2400-1-2-К – 1 ед.;
- Установка для дозирования хим. реагентов – 1 ед.

На требования к качеству воды влияет также давление нагнетания. Давление закачки  $P_{заб}$ , принимаемое больше, чем пластовое давление  $P_{пл}$ , не должно превышать давления гидроразрыва пласта  $P_{грп}$ , т.е. давления, при котором будет происходить раскрытие трещин не только в пластах, но и в разделяющих их глинистых перемычках, т.е. должно выполняться условие:  $P_{пл} < P_{заб} < P_{грп}$ .

Забойное давление нагнетательных скважин составит порядка 29,3 МПа при давлении нагнетания 17,3 МПа.

С учётом характеристики основных технологических показателей разработки месторождения приведены объёмы воды для ППД (таблица 6.5.1).

Исходя из таблицы 6.5.1, видно, что объём попутно добываемой воды полностью компенсирует объём закачиваемой воды для ППД.

**Таблица 6.5.1 – Объёмы воды для ППД**

Годы	Попутно добываемая вода, тыс. м <sup>3</sup> .	Годовая закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	Не достающий объём воды, тыс. м <sup>3</sup> .	Объём закачки за сутки, м <sup>3</sup> /сут
2019	4,4	0,0	-	-
2020	6,3	0,0	-	-
2021	26,2	0,0	-	-
2022	35,5	0,0	-	-
2023	40,6	0,0	-	-
2024	44,9	0,0	-	-
2025	62,3	0,0	-	-
2026	105,4	0,0	-	-
2027	117,9	0,0	-	-
2028	119,9	36,8	-	-
2029	113,2	34,2	-	-
2030	106,7	31,8	-	-
2031	113,3	36,2	-	-
2032	106,5	33,7	-	-
2033	107,5	34,7	-	-
2034	110,9	37,1	-	-
2035	103,5	34,8	-	-
2036	97,4	32,7	-	-
2037	95,5	32,8	-	-
2038	89,8	30,3	-	-
2039	84,7	28,2	-	-
2040	89,4	73,0	-	-
2041	85,5	69,2	-	-
2042	81,8	65,6	-	-
2043	77,8	61,9	-	-
2044	74,0	58,3	-	-
2045	70,5	55,0	-	-
2046	66,8	51,7	-	-
2047	63,2	48,2	-	-
2048	58,3	43,3	-	-
2049	52,7	37,7	-	-
2050	45,9	31,1	-	-
2051	40,3	25,8	-	-
2052	35,7	21,8	-	-

## **6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения**

Согласно утвержденному варианту разработки является вариант, предполагающий поддержание пластового давления путем закачки воды.

В данном Проекте разработки согласно рекомендуемому варианту разработки рассмотрен вариант, предусматривающий разработку залежей месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки воды.

В связи с этим, из-за возможной слабой приемистости нагнетательных скважин, при нагнетании воды должны выполняться следующие требования:

- в связи со слабой приемистостью обеспечить плавное нагнетание;
- для защиты от прорыва воды обеспечить, чтобы давление нагнетания было ниже давления разрыва пласта.



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

В данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Конкретные технические решения при строительстве скважин должны быть разработаны в рабочих проектах на строительство скважин с учетом опыта строительства скважин и горно-геологических условий и в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан» (далее по тексту «Требование...») и «Единых Правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых в Республике Казахстан».

### 7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечить: 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.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза. Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами.

На основе опыта бурения нефтяных скважин месторождения принимается нижеследующие конструкции скважин, приведенные в таблице 7.1.1:

**Шахтовая направление** Ø 426,0 мм, спускается на глубину 10м, забутовывается.

**Кондуктор** Ø339,7мм спускается на глубину 350м, с целью перекрытия верхних неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, поглощения бурового раствора. Цементируется до устья.

**Промежуточная колонна** Ø245 мм спускается на глубину 1200м, с целью перекрытия неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, поглощения бурового раствора. Цементируется до устья.

**Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм спускается на проектную глубину 2500м с целью разобщения продуктивных горизонтов и обеспечения добычи нефти - цементируется до устья.

**Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 2500м**

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
Шахтовая направление	490,0	426,0	10	до устья
Кондуктор	393,7	339,7	350	до устья
Промежуточная колонна	295,3	244,5	1200	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2500	до устья

Вышеуказанные конструкции скважин должны предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн на глубину до 2500м и быть с достаточно высокой транспортабельностью и монтажеспособной.

В соответствии с фактическими конструкциями на месторождении бурение скважин рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью не менее 1000 кН.

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для приготовления, 4-х ступенчатой очисткой, а именно виброситами, пескоилоотделителями, центрифуги и дегазаторами (газосепаратор). В зимнее время предусматривается оснащение электрическими обогревателями, которые питаются от дизель-электрической станции. Буровые насосы, входящие в комплект вышеуказанных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим бурения.

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

Способ и режим бурения скважин на месторождении выбираются исходя из геологических условий, проектной глубины, ожидаемых пластовых давлений, а также опыта бурения разведочных и эксплуатационных скважин в данном регионе.

Бурильные трубы и УБТ выбираются с учетом сложившейся практики работы. Выбор и расчеты должны производиться в соответствии с «Инструкцией по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин» РД-39-2-411-80.

Для бурения скважин для мягких и средних пород будут применяться трехшарошечные долота различными диаметрами соответствующие конструкциям скважин, центральной и боковой гидромониторной промывкой, опоры, которых изготавливаются на подшипниках качения.

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

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

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми.

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

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.2. Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86 [16]. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно

выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин составила 66 сут.

**Таблица 7.1.2 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 2500м**

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	45
Испытание	15
Строительно-монтажные работы	4
Полная продолжительность цикла строительства скважины	66

### **Рекомендации по улучшению качества цементирования:**

Выбор технологии цементирования для крепления скважин месторождения проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных скважин.

В соответствие с конструкцией скважин, цементирование скважин следует проводить по следующей схеме:

- Высота подъема цемента – до устья.
- Тип цемента: API-10A HSP класс «Г».
- Плотность цементного раствора: 1,50-1,85 г/см<sup>3</sup>.
- Буферная жидкость – вода.
- Водоотдача: <4-6 см<sup>3</sup>/30 мин.
- Добавки: облегчающая добавка (микросферы, метасиликат натрия, бентонит или др.), ускоритель схватывания (CaCl<sub>2</sub>), пеногаситель.

Комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами.

Для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным и улучшения качества цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

#### *Подготовка ствола скважины:*

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

#### *Технологическая оснастка обсадных колонн:*

- применение центраторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы

ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80%;

- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

*Технология и способ цементирования обсадных колонн:*

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;

- расхаживание и (или) вращение обсадной колонны для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;

- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов;

- тампонажные растворы и материалы;

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента с повышенной сульфатостойкостью;

- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;

- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения 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.

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

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех гипотетических ситуаций, которые базируются на геологической информации по месторождению Караколь.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, как проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважины, так и другие: осыпи и обвалы стенок скважины; наличие в разрезе текучих пород (соленосной толщи); нефтегазопроявления; наличие прихватоопасных зон.

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

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств пласта и недопущения закупорки его, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Вскрытие продуктивных пластов осуществляют с репрессией на пласт, т.е. созданием на него гидростатического давления бурового раствора большего, чем давление в пласте. Если гидростатическое давление бурового раствора будет меньше давления в пласте, то нефть и газ начнут поступать в скважину. Это может привести к возникновению нерегулируемого фонтанирования. Исходя из этого, предусмотрена плотность бурового раствора с удельным весом в пределах 1,12-1,14 г/см<sup>3</sup>.

При использовании буровых растворов на водной основе необходимо снижать их водоотдачу. Буровые растворы с низкой водоотдачей образуют тонкую эластичную малопроницаемую корку, которая препятствует проникновению в пласт фильтрата и твердых частиц.

Периодически, в процессе бурения и подготовки ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в объеме 1,5 ÷ 2 м<sup>3</sup>.

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.

Конкретная рецептура бурового раствора и его параметры, режимы вскрытия выбираются при разработке технического проекта на строительство скважин на основе действующей нормативно – технической документации с учетом накопленного опыта в этой области. При этом, для снижения степени воздействия фильтрата бурового раствора на призабойную зону пласта необходимо плотность бурового раствора поддерживать в пределах установленных в соответствии с ЕТП (п 10.2), т.е. более чем на 4-7% превышать коэффициент аномальности текущих пластовых давлений. Реологические параметры буровых растворов должны быть минимально допустимыми.

#### ***Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости***

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин

перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

При освоении скважин используются следующие методы: свабивание, компрессирование.

В основе всех способов освоения лежит уменьшения давления столба жидкости в скважине ниже пластового и создание депрессии, достаточной для преодоления сопротивлений фильтрации пластовой жидкости к скважине. Уменьшить противодавление на продуктивный пласт можно снижением плотности и уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Величину депрессии для получения притока выбирают в зависимости от типа коллектора, вида пластовой жидкости, устойчивости коллектора и коллекторских свойств пласта.

Существует несколько способов вызова притока из пласта. Если коэффициент аномальности пластового давления существенно больше единицы, коллекторские свойства пласта хорошие и приствольная зона загрязнена мало, часто бывает достаточно заменить промывочную жидкость, которой была заполнена колонна накануне перфорации, на воду либо нефть. В случаях, когда коэффициент аномальности пластового давления не превышает единицы, коллекторские свойства плохие или приствольная зона продуктивного пласта сильно загрязнена в период бурения, цементирования и перфорации, для получения притока приходится не только заменять промывочную жидкость на воду или нефть, но также аэрировать воду, либо снижать уровень воды в обсадной колонне. Заменять промывочную жидкость на воду рекомендуется постепенно.

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

Также для вызова притока из пласта при освоении скважин можно установить гидромуфты в интервалах 650м, 900м и 1250м, или при помощи свабивания (СВАБ). Для срезки гидромуфт используется компрессор типа УКП-80.

В процессе освоения производятся гидродинамические исследования:

- запись КВД;
- отбор глубинных проб;
- замер пластовой температуры и давления.

Программа проведения изоляционных работ в скважинах с осложненными условиями осуществляется согласно действующему законодательству Республики Казахстан.

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

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели по рекомендуемому варианту разработки месторождения приводится в таблицах 8.1 – 8.9.



Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объёма буровых работ I объекта. Вариант II (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	4.5	4.4	6.0	11.3	12.8	15.7	16.2	15.2	14.9	14.0	13.9	13.1	12.4	11.7
2	В том числе из: переходящих скважин	3.2	4.4	3.2	11.3	10.7	13.8	16.2	15.2	14.9	14.0	13.9	13.1	12.4	11.7
3	новых скважин	1.3	0.0	2.8	0.0	2.1	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	механизированным способом	3.2	4.4	3.2	11.3	10.7	13.8	16.2	15.2	14.9	14.0	13.9	13.1	12.4	11.7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	1	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
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	3.9	0.0	17.0	0.0	13.0	11.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	329	0	162	0	162	162	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	2300	0	2300	0	2300	2300	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	2	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	329	0	329	0	329	329	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0.0	1.3	0.0	5.6	0.0	4.3	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4.5	3.2	4.4	3.2	11.3	10.7	13.8	16.2	15.2	14.9	14.0	13.9	13.1	12.4
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4.5	4.5	4.4	8.8	11.3	14.9	17.6	16.2	15.2	14.9	14.0	13.9	13.1	12.4
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3.2	4.4	3.2	11.3	10.7	13.8	16.2	15.2	14.9	14.0	13.9	13.1	12.4	11.7
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1.2	-0.1	-1.1	2.5	-0.6	-1.1	-1.4	-1.0	-0.3	-0.9	-0.1	-0.8	-0.7	-0.7
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.7	1.0	0.7	1.3	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	1.0	0.9	0.9	0.9
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-27.8	-3.1	-26.2	28.4	-5.6	-7.5	-7.9	-6.0	-2.0	-6.0	-0.7	-5.7	-5.7	-5.7
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	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
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	6	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	4	4	6	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3	4	5	6	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	5.0	4.7	5.8	10.2	11.9	14.2	15.0	15.2	15.8	16.2	17.3	17.5	17.6	17.6
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	3.8	4.7	3.8	10.2	11.6	14.2	15.0	15.2	15.8	16.2	17.3	17.5	17.6	17.6
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	7.1	0.0	29.0	0.0	20.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	22.8	29.4	38.5	43.7	49.8	55.1	58.8	61.7	64.1	67.0	69.4	71.4	73.1	74.7
33	переходящих	13.6	29.4	48.4	43.7	53.2	57.6	58.8	61.7	64.1	67.0	69.4	71.4	73.1	74.7
34	новых	17.5	0.0	29.4	0.0	43.7	49.8	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	3.9	3.3	3.6	5.7	6.0	6.4	6.2	5.8	5.7	5.3	5.3	5.0	4.7	4.4
36	переходящих	3.3	3.3	2.0	5.7	5.4	6.0	6.2	5.8	5.7	5.3	5.3	5.0	4.7	4.4
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.8	56.3	56.4	59.2	58.9	58.3	57.6
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	5.8	6.2	9.7	20.1	25.5	34.9	39.4	39.9	41.6	42.6	45.5	45.9	46.1	46.1
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	3.7	6.2	6.3	20.1	22.8	32.6	39.4	39.9	41.6	42.6	45.5	45.9	46.1	46.1
40	из новых скважин	2.1	0.0	3.5	0.0	2.7	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	24.2	30.4	40.1	60.2	85.7	120.7	160.1	199.9	241.6	284.1	329.6	375.6	421.7	467.8
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	18.0	22.4	28.3	39.6	52.4	68.1	84.3	99.6	114.5	128.6	142.5	155.6	168.0	179.7
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.011	0.013	0.017	0.023	0.031	0.040	0.050	0.059	0.067	0.076	0.084	0.092	0.099	0.106
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4.9	6.1	7.8	10.9	14.4	18.7	23.1	27.3	31.4	35.2	39.0	42.6	46.0	49.2
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1.2	1.2	1.6	3.1	3.5	4.3	4.4	4.2	4.1	3.8	3.8	3.6	3.4	3.2
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1.3	1.3	1.7	3.4	3.9	5.0	5.5	5.4	5.6	5.6	5.9	5.9	5.9	5.9
47	Закачка воды, тыс.м³	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	18.5	18.5	19.5	19.3	19.2	18.9
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	36.5	55.0	74.5	93.8	113.0	131.9
49	Закачка газа, тыс.м³	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
51	Компенсация отбора: текущая, %	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	11.0	10.4	9.8	11.9	11.2	10.2	9.6	9.0	8.5	8.0	7.6	8.2	7.7	7.3
2	В том числе из: переходящих скважин	11.0	10.4	9.8	9.3	11.2	10.2	9.6	9.0	8.5	8.0	7.6	7.2	7.7	7.3
3	новых скважин	0.0	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0
4	механизированным способом	11.0	10.4	9.8	11.9	11.2	10.2	9.6	9.0	8.5	8.0	7.6	8.2	7.7	7.3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	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
	переводом с других объектов	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0.0	0.0	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	329	0	0	0	0	0	0	0	329	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	2300	0	0	0	0	0	0	0	2300	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	657	0	0	0	0	0	0	0	329	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	11.7	11.0	10.4	9.8	9.3	11.2	10.2	9.6	9.0	8.5	8.0	7.6	7.2	7.7
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11.7	11.0	10.4	9.8	11.9	11.2	10.2	9.6	9.0	8.5	8.0	7.6	8.2	7.7
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11.0	10.4	9.8	9.3	11.2	10.2	9.6	9.0	8.5	8.0	7.6	7.2	7.7	7.3
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0.7	-0.6	-0.6	-0.5	-0.7	-1.0	-0.6	-0.6	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5.7	-5.7	-5.7	-5.6	-5.9	-9.2	-5.9	-5.9	-5.9	-5.9	-5.2	-5.2	-5.3	-5.3
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	8	8	10	10	9	9	9	9	9	9	10	10	10
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	8	8	8	10	10	9	9	9	9	9	9	10	10	10
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	8	8	8	10	10	9	9	9	9	9	9	10	10	10
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	1	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	17.5	17.4	17.3	17.6	17.4	18.4	18.1	17.8	17.5	17.3	17.1	17.3	17.1	16.9
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	17.5	17.4	17.3	20.9	17.4	18.4	18.1	17.8	17.5	17.3	17.1	18.9	17.1	16.9
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0.0	0.0	0.0	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	76.0	77.3	78.4	79.4	80.4	81.3	82.1	82.9	83.7	84.4	85.0	85.7	86.3	86.9
33	переходящих	76.0	77.3	78.4	83.2	80.4	81.3	82.1	82.9	83.7	84.4	85.0	87.1	86.3	86.9
34	новых	0.0	0.0	0.0	78.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	85.0	0.0	0.0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4.2	4.0	3.7	3.6	3.4	3.4	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5	2.4	2.2
36	переходящих	4.2	4.0	3.7	3.5	3.4	3.4	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.4	2.4	2.2
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	56.9	56.0	55.1	69.6	85.1	80.4	78.7	77.0	75.3	73.7	72.5	81.2	79.9	78.6
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	46.0	45.7	45.4	57.8	57.1	54.3	53.5	52.7	51.9	51.0	50.5	56.9	56.3	55.6
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	46.0	45.7	45.4	55.0	57.1	54.3	53.5	52.7	51.9	51.0	50.5	55.8	56.3	55.6
40	из новых скважин	0.0	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	513.8	559.6	605.0	662.8	719.9	774.2	827.7	880.4	932.3	983.4	1033.9	1090.8	1147.1	1202.7
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	190.8	201.2	211.0	222.9	234.1	244.2	253.8	262.8	271.2	279.2	286.8	294.9	302.7	310.0
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.112	0.118	0.124	0.131	0.138	0.144	0.149	0.155	0.160	0.164	0.169	0.174	0.178	0.183
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	52.3	55.1	57.8	61.1	64.1	66.9	69.5	72.0	74.3	76.5	78.6	80.8	82.9	84.9
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3.0	2.8	2.7	3.3	3.1	2.8	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1	2.2	2.1	2.0
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	6.0	6.0	6.0	7.7	7.9	7.8	7.9	8.1	8.3	8.5	8.8	10.4	11.0	11.7
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	18.7	18.4	18.1	22.8	28.0	52.8	51.7	50.6	49.5	48.4	47.6	53.4	52.5	51.6
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	150.6	169.0	187.0	209.9	237.9	290.7	342.4	393.0	442.5	490.9	538.5	591.9	644.4	696.0
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	40.0	40.0	40.0	40.0	50.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	6.9	6.6	6.2	5.9	5.6	5.3	5.0	4.8	4.5	4.3	3.9
2	В том числе из: переходящих скважин	6.9	6.6	6.21	5.89	5.59	5.30	5.02	4.76	4.50	4.26	3.85
3	новых скважин	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	механизированным способом	6.9	6.6	6.2	5.9	5.6	5.3	5.0	4.8	4.5	4.3	3.9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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
	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	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
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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	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
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	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
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	7.3	6.9	6.6	6.2	5.9	5.6	5.3	5.0	4.8	4.5	4.3
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7.3	6.9	6.56	6.21	5.89	5.59	5.30	5.02	4.76	4.50	4.26
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6.9	6.6	6.21	5.89	5.59	5.30	5.02	4.76	4.50	4.26	3.85
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0.4	-0.4	-0.347	-0.321	-0.305	-0.289	-0.274	-0.268	-0.253	-0.240	-0.410
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	0.9	0.947	0.948	0.948	0.948	0.948	0.947	0.947	0.947	0.904
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5.3	-5.3	-5.29	-5.17	-5.17	-5.17	-5.17	-5.33	-5.33	-5.32	-9.62
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	16.7	16.6	16.4	16.2	16.1	15.9	15.8	15.6	15.5	15.4	16.2
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	16.7	16.6	16.4	16.2	16.1	15.9	15.8	15.6	15.5	15.4	16.2
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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	87.4	87.9	88.45	88.94	89.41	89.87	90.31	90.73	91.15	91.55	91.93
33	переходящих	87.4	87.9	88.45	88.94	89.41	89.87	90.31	90.73	91.15	91.55	91.93
34	новых	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	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3
36	переходящих	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	77.3	76.1	74.9	73.9	72.9	72.0	71.1	70.1	69.2	68.4	64.5
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	55.0	54.4	53.8	53.3	52.8	52.3	51.8	51.3	50.9	50.4	47.8
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	55.0	54.4	53.77	53.26	52.76	52.28	51.84	51.33	50.86	50.43	47.77
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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1257.7	1312.1	1365.8	1419.1	1471.9	1524.1	1576.0	1627.3	1678.2	1728.6	1776.4
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	316.9	323.5	329.7	335.6	341.2	346.5	351.5	356.2	360.7	365.0	368.9
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.187	0.190	0.194	0.198	0.201	0.204	0.207	0.210	0.212	0.215	0.217
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	86.8	88.6	90.3	91.9	93.5	94.9	96.3	97.6	98.8	100.0	101.1
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2	1.2	1.1
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	12.6	13.6	15.0	16.7	19.0	22.2	27.1	35.2	51.4	100.0	295002.7
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	50.8	50.0	49.2	48.5	47.9	47.3	46.7	46.1	45.5	44.9	42.4
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	746.8	796.8	846.1	894.6	942.5	989.8	1036.5	1082.5	1128.0	1172.9	1215.3
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по I объекту. Вариант II (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	37.16	36.83	36.34	35.34	34.13	32.55	30.82	29.19	27.59	26.09	24.60	23.20	21.87	20.62
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	1.24	1.57	2.06	3.06	4.27	5.85	7.58	9.21	10.81	12.31	13.80	15.20	16.53	17.78
3	Газовый фактор, м3/т	76.0	76.0	82.2	88.3	94.5	100.7	106.9	106.9	106.9	106.9	106.9	106.9	106.9	106.9
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0.343	0.332	0.491	0.999	1.208	1.580	1.733	1.629	1.596	1.500	1.489	1.405	1.325	1.250
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.089	0.092	0.138	0.289	0.341	0.463	0.525	0.512	0.520	0.505	0.519	0.505	0.491	0.477
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	26.0	27.8	28.2	28.9	28.3	29.3	30.3	31.4	32.6	33.7	34.8	35.9	37.1	38.2

Продолжение таблицы 8.2

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	19.44	18.33	17.28	15.94	14.67	13.53	12.45	11.43	10.47	9.57	8.71	7.79	6.92	6.09
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	18.96	20.07	21.12	22.46	23.73	24.87	25.95	26.97	27.93	28.83	29.69	30.61	31.48	32.31
3	Газовый фактор, м3/т	106.9	106.9	106.9	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1.179	1.112	1.048	1.344	1.265	1.148	1.081	1.017	0.958	0.902	0.855	0.922	0.873	0.827
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.463	0.449	0.436	0.574	0.554	0.516	0.497	0.480	0.462	0.445	0.431	0.475	0.460	0.445
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	39.3	40.4	41.5	42.7	43.8	44.9	46.0	47.1	48.2	49.3	50.5	51.6	52.7	53.8

Продолжение таблицы 8.2

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	5.31	4.57	3.87	3.20	2.57	1.97	1.40	0.86	0.35	0.00	0.00
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	33.09	33.83	34.53	35.20	35.83	36.43	37.00	37.54	38.05	38.53	38.96
3	Газовый фактор, м3/т	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0.783	0.741	0.702	0.666	0.632	0.599	0.568	0.538	0.509	0.482	0.436
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.430	0.415	0.401	0.387	0.374	0.361	0.348	0.336	0.323	0.311	0.286
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	54.9	56.0	57.1	58.2	59.2	60.3	61.3	62.4	63.5	64.5	65.6

Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объёма буровых работ II объекта. Вариант II (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	0.3	2.2	2.3	4.5	7.3	8.8	9.1	11.5	10.3	9.3	8.3	7.5	6.7	6.0
2	В том числе из: переходящих скважин	0.3	0.1	2.3	2.1	5.2	7.8	9.1	7.8	10.3	9.3	8.3	7.5	6.7	6.0
3	новых скважин	0.0	2.1	0.0	2.4	2.1	1.1	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	механизированным способом	0.3	0.1	2.3	2.1	5.2	7.8	9.1	7.8	10.3	9.3	8.3	7.5	6.7	6.0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	1	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	из консервации	0	1	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
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0.0	6.5	0.0	7.3	6.5	6.5	0.0	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	329	0	329	162	162	0	329	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	2300	0	2300	2300	2300	0	2300	0	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	329	0	329	657	329	0	329	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0.0	0.0	2.1	0.0	2.4	4.3	2.1	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0.2	0.3	0.1	2.3	2.1	5.2	7.8	9.1	7.8	10.3	9.3	8.3	7.5	6.7
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0.2	0.3	2.2	2.3	4.5	9.4	9.9	9.1	11.5	10.3	9.3	8.3	7.5	6.7
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0.3	0.1	2.3	2.1	5.2	7.8	9.1	7.8	10.3	9.3	8.3	7.5	6.7	6.0
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0.1	-0.3	0.1	-0.2	0.6	-1.6	-0.8	-1.3	-1.2	-1.0	-1.0	-0.9	-0.7	-0.7
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1.5	0.2	1.0	0.9	1.1	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	51.1	-79.7	4.5	-8.0	14.1	-17.5	-8.2	-13.8	-10.2	-9.6	-10.3	-10.5	-10.0	-10.2
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	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
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	2	3	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	2	2	3	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	1	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	1	2	2	3	5	6	6	6	6	6	6	6	6
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	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
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	3.1	6.3	5.6	7.5	9.2	10.0	10.2	14.7	14.7	14.6	14.2	13.7	13.2	12.6
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	3.1	5.1	5.6	6.6	10.9	10.0	10.2	15.2	14.7	14.6	14.2	13.7	13.2	12.6
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0.0	8.6	0.0	11.9	10.5	10.0	0.0	16.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	67.6	46.7	37.3	38.5	46.3	51.1	54.6	60.6	64.6	67.7	70.2	72.3	74.1	75.7
33	переходящих	67.6	96.0	37.3	51.0	52.2	52.8	54.6	68.6	64.6	67.7	70.2	72.3	74.1	75.7
34	новых	0.0	67.6	0.0	37.3	38.5	46.3	0.0	54.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, 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
36	переходящих	1.0	0.2	3.5	3.2	5.2	4.7	4.6	4.8	5.2	4.7	4.2	3.8	3.4	3.1
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /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
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	1.0	4.1	3.7	7.3	13.5	18.1	20.0	29.0	29.1	28.8	28.0	26.9	25.9	24.8
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	1.0	1.7	3.7	4.3	10.8	16.5	20.0	25.0	29.1	28.8	28.0	26.9	25.9	24.8
40	из новых скважин	0.0	2.5	0.0	3.0	2.7	1.6	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	19.4	23.6	27.2	34.6	48.1	66.1	86.2	115.2	144.3	173.1	201.0	228.0	253.9	278.7
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2.0	4.2	6.5	11.0	18.3	27.1	36.2	47.7	57.9	67.2	75.6	83.0	89.7	95.8
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.003	0.006	0.009	0.015	0.025	0.036	0.049	0.064	0.078	0.090	0.102	0.112	0.121	0.129
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	1.33	2.79	4.31	7.30	12.11	17.96	23.99	31.58	38.40	44.55	50.08	55.02	59.47	63.47
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0.22	1.46	1.52	2.99	4.81	5.85	6.03	7.59	6.82	6.16	5.52	4.94	4.45	4.00
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0.22	1.48	1.57	3.13	5.19	6.66	7.35	9.99	9.96	10.00	9.96	9.90	9.89	9.86
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	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.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Продолжение таблицы 8.3

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	5.5	4.9	4.5	4.1	3.7	3.4	3.2	2.9	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.7
2	В том числе из: переходящих скважин	5.5	4.9	4.5	4.1	3.7	3.4	3.2	2.9	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.7
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
4	механизированным способом	5.5	4.9	4.5	4.1	3.7	3.4	3.2	2.9	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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
	из наблюдательного фонда	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
	переводом с других объектов	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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	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
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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
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
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	6.0	5.5	4.9	4.5	4.1	3.7	3.4	3.2	2.9	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6.0	5.5	4.9	4.5	4.1	3.7	3.4	3.2	2.9	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	5.5	4.9	4.5	4.1	3.7	3.4	3.2	2.9	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.7
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0.6	-0.5	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-9.4	-9.6	-9.4	-8.6	-8.4	-8.2	-8.1	-7.9	-13.8	-7.2	-7.4	-7.4	-7.4	-7.4
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	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
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	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
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	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
26	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	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
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12.1	11.6	11.1	10.7	10.3	10.0	9.6	9.3	10.1	9.8	9.6	9.3	9.0	8.8
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	12.1	11.6	11.1	10.7	10.3	10.0	9.6	9.3	10.1	9.8	9.6	9.3	9.0	8.8
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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	77.1	78.4	79.5	80.6	81.6	82.5	83.3	84.1	84.9	85.6	86.3	86.9	87.5	88.1
33	переходящих	77.1	78.4	79.5	80.6	81.6	82.5	83.3	84.1	84.9	85.6	86.3	86.9	87.5	88.1
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
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, 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
36	переходящих	2.8	2.5	2.3	2.1	1.9	1.7	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /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
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	23.9	22.8	21.9	21.1	20.3	19.6	19.0	18.3	16.6	16.2	15.7	15.2	14.8	14.4
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	23.9	22.8	21.9	21.1	20.3	19.6	19.0	18.3	16.6	16.2	15.7	15.2	14.8	14.4
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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	302.6	325.4	347.3	368.3	388.6	408.3	427.2	445.6	462.1	478.3	494.0	509.2	524.0	538.4
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	101.2	106.2	110.7	114.7	118.5	121.9	125.1	128.0	130.5	132.8	135.0	137.0	138.8	140.5
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.136	0.143	0.149	0.154	0.159	0.164	0.168	0.172	0.175	0.179	0.181	0.184	0.187	0.189
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	67.09	70.36	73.33	76.04	78.52	80.80	82.89	84.82	86.48	88.02	89.45	90.77	91.99	93.12
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3.62	3.27	2.97	2.71	2.48	2.28	2.09	1.93	1.66	1.54	1.43	1.32	1.22	1.13
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9.92	9.95	10.01	10.16	10.36	10.60	10.90	11.26	10.94	11.40	11.91	12.51	13.24	14.13
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	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.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Продолжение таблицы 8.3

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6
2	В том числе из: переходящих скважин	1.6	1.5	1.35	1.25	1.16	0.85	0.79	0.73	0.67	0.62	0.58
3	новых скважин	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	механизированным способом	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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
	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	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
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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	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
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	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
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1.7	1.6	1.46	1.35	1.25	1.16	0.85	0.79	0.73	0.67	0.62
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1.6	1.5	1.35	1.25	1.16	0.85	0.79	0.73	0.67	0.62	0.58
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0.1	-0.1	-0.109	-0.100	-0.093	-0.309	-0.064	-0.059	-0.055	-0.051	-0.047
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	0.9	0.926	0.926	0.926	0.734	0.925	0.925	0.925	0.925	0.925
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7.4	-7.4	-7.41	-7.41	-7.41	-26.58	-7.51	-7.51	-7.50	-7.50	-7.50
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	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
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	8.5	8.3	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8	6.7	6.5
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	8.5	8.3	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8	6.7	6.5
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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	88.7	89.2	89.74	90.23	90.71	91.17	91.61	92.04	92.46	92.86	93.26
33	переходящих	88.7	89.2	89.74	90.23	90.71	91.17	91.61	92.04	92.46	92.86	93.26
34	новых	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
36	переходящих	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	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	14.0	13.6	13.2	12.8	12.5	9.7	9.4	9.2	9.0	8.7	8.6
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	14.0	13.6	13.20	12.84	12.50	9.66	9.41	9.17	8.95	8.75	8.56
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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	552.4	566.0	579.2	592.0	604.5	614.2	623.6	632.7	641.7	650.4	659.0
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	142.1	143.6	144.9	146.2	147.3	148.2	149.0	149.7	150.4	151.0	151.6
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.191	0.193	0.195	0.196	0.198	0.199	0.200	0.201	0.202	0.203	0.204
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	94.17	95.14	96.04	96.87	97.64	98.20	98.73	99.21	99.66	100.07	100.45
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1.05	0.97	0.90	0.83	0.77	0.57	0.52	0.48	0.45	0.41	0.38
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	15.23	16.63	18.47	20.98	24.58	23.92	29.09	37.94	56.54	120.33	-547.53
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	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.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	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	0.0	0.0

**Таблица 8.4 – Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по II объекту. Вариант II (рекомендуемый)**

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	28.97	28.84	28.62	28.04	26.84	25.06	23.22	20.91	18.84	16.97	15.29	13.79	12.43	11.22
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	0.43	0.56	0.78	1.36	2.56	4.34	6.18	8.49	10.56	12.43	14.11	15.61	16.97	18.18
3	Газовый фактор, м3/т	22.12	58.01	93.89	129.78	165.66	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0.007	0.128	0.216	0.586	1.202	1.779	1.833	2.309	2.073	1.873	1.679	1.504	1.353	1.216
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.002	0.035	0.061	0.169	0.340	0.522	0.555	0.725	0.675	0.631	0.585	0.540	0.502	0.464
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	26.0	27.8	28.3	28.9	28.3	29.3	30.3	31.4	32.6	33.7	34.8	35.9	37.1	38.2
7	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
8	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	В т. ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	переводом из нефтяной части	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /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
27	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	19.3	18.5	17.7	17.1	16.5	15.9	15.5
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
37	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	0.0	0.0	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 конденсата, тыс.т	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
39	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



Продолжение таблицы 8.4

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	10.12	9.12	8.22	7.39	6.64	5.95	5.31	4.72	4.22	3.75	3.32	2.91	2.54	2.20
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	19.28	20.28	21.18	22.01	22.76	23.45	24.09	24.68	25.18	25.65	26.08	26.49	26.86	27.20
3	Газовый фактор, м3/т	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1.102	0.996	0.902	0.824	0.755	0.693	0.637	0.586	0.505	0.469	0.434	0.402	0.372	0.344
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.433	0.402	0.375	0.352	0.331	0.311	0.293	0.276	0.244	0.231	0.219	0.207	0.196	0.185
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	39.3	40.4	41.5	42.7	43.8	44.9	46.0	47.1	48.2	49.3	50.4	51.6	52.7	53.8
7	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	9.24	4.06	0.00	0.00	0.00	0.00
8	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.76	10.94	15.60	15.60	15.60	15.60
9	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.76	5.18	4.66	0.00	0.00	0.00
10	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.18	4.66	0	0	0
13	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
14	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.75	14.175	0	0	0
15	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	329	329	0	0	0
16	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	5.76	0	0	0	0	0
21	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0
22	В т. ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	переводом из нефтяной части	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
24	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.5	15.8	14.2	0.0	0.0	0.0
27	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	329	0	0	0	0	0
28	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.18	0	0	0	0
29	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.66	0	0	0
30	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.9	0	0	0
31	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.518175	0	0	0
32	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
33	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	15.0	14.7	14.3	14.0	13.8	13.6	13.4	13.3	12.6	12.0	11.4	11.4	11.4	11.4
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	3.0	2.6	0.0	0.0	0.0
37	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	139.6	130.3	122.1	0.0	0.0	0.0
38	Добыча конденсата, тыс.т	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.80	0.68	0.57	0.00	0.00	0.00
39	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.80	1.48	2.05	2.05	2.05	2.05
40	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.80	1.48	2.05	2.05	2.05	2.05

Продолжение таблицы 8.4

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	1.88	1.58	1.31	1.06	0.82	0.65	0.49	0.35	0.21	0.08	0.00
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	27.52	27.82	28.09	28.34	28.58	28.75	28.91	29.05	29.19	29.32	29.43
3	Газовый фактор, м3/т	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55	201.55
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0.319	0.295	0.273	0.253	0.234	0.172	0.159	0.147	0.136	0.126	0.116
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.175	0.165	0.156	0.147	0.139	0.104	0.097	0.092	0.086	0.081	0.076
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	54.9	56.0	57.1	58.2	59.2	60.2	61.3	62.4	63.5	64.5	65.5
7	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60	15.60
9	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	В т. ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	переводом из нефтяной части	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
37	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
38	Добыча конденсата, тыс.т	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
39	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05
40	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05

Таблица 8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объёма буровых работ III объекта. Вариант II (рекомендуемый). Вариант II (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	7.6	10.3	11.6	14.0	15.1	18.4	17.9	16.4	17.1	15.5	14.2	13.0	11.9	10.9
2	В том числе из: переходящих скважин	6.6	8.8	7.3	12.7	13.9	16.1	17.9	16.4	15.1	15.5	14.2	13.0	11.9	10.9
3	новых скважин	1.0	1.5	4.3	1.3	1.2	2.3	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	механизированным способом	6.6	8.8	7.3	12.7	13.9	16.1	17.9	16.4	15.1	15.5	14.2	13.0	11.9	10.9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	1	1	1	2	0	0	1	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	1	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	из консервации	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
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	3.0	4.5	13.0	7.9	7.5	7.3	0.0	0.0	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	329	329	329	162	162	162	0	0	329	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	2300	2300	2300	2300	2300	2300	0	0	2300	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	329	329	329	329	329	657	0	0	329	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0.0	1.0	1.5	4.3	2.6	2.5	4.8	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	6.6	6.6	8.8	7.3	12.7	13.9	16.1	17.9	16.4	15.1	15.5	14.2	13.0	11.9
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6.6	7.6	10.3	11.6	15.3	16.3	20.9	17.9	16.4	17.1	15.5	14.2	13.0	11.9
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6.6	8.8	7.3	12.7	13.9	16.1	17.9	16.4	15.1	15.5	14.2	13.0	11.9	10.9
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0.0	1.2	-2.9	1.1	-1.4	-0.2	-3.0	-1.5	-1.3	-1.6	-1.4	-1.2	-1.1	-1.0
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	1.0	1.2	0.7	1.1	0.9	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0.2	15.2	-28.4	9.2	-9.2	-1.5	-14.4	-8.2	-7.8	-9.1	-8.7	-8.4	-8.5	-8.3
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	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
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	6	7	8	9	11	11	11	12	12	12	12	12	12
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	4	6	7	8	9	11	11	11	12	12	12	12	12	12
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	1	1	1	1	2	0	0	1	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4	5	6	7	8	9	11	11	11	12	12	12	12	12
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	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
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11.3	9.2	9.2	10.6	10.7	11.0	10.5	10.0	10.0	9.4	9.0	8.6	8.2	7.9
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11.7	9.7	8.3	10.6	10.7	11.8	10.5	10.0	10.2	9.4	9.0	8.6	8.2	7.9
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	4.8	7.1	20.4	12.2	11.5	10.9	0.0	0.0	8.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	42.0	43.2	45.0	46.7	49.4	51.2	53.0	54.8	56.5	58.3	60.0	61.7	63.4	65.0
33	переходящих	42.6	45.1	54.9	47.9	50.6	53.9	53.0	54.8	59.0	58.3	60.0	61.7	63.4	65.0
34	новых	39.8	42.0	43.2	45.0	46.7	49.4	0.0	0.0	54.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6.5	5.2	5.0	5.7	5.4	5.3	4.9	4.5	4.3	3.9	3.6	3.3	3.0	2.8
36	переходящих	6.7	5.3	3.7	5.5	5.3	5.4	4.9	4.5	4.2	3.9	3.6	3.3	3.0	2.8
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /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
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	13.1	18.0	21.1	26.2	29.8	37.8	38.0	36.3	39.3	37.2	35.5	33.9	32.4	31.1
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	11.6	16.0	16.3	24.3	28.1	34.9	38.0	36.3	36.9	37.2	35.5	33.9	32.4	31.1
40	из новых скважин	1.6	2.1	4.8	1.8	1.7	2.9	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	44.2	62.2	83.3	109.5	139.3	177.1	215.1	251.3	290.6	327.9	363.3	397.2	429.6	460.8
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	32.7	43.0	54.6	68.5	83.6	102.0	119.9	136.3	153.4	168.9	183.1	196.1	207.9	218.8
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.022	0.029	0.037	0.046	0.056	0.069	0.081	0.092	0.103	0.114	0.123	0.132	0.140	0.147
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	10.22	13.42	17.05	21.41	26.12	31.89	37.47	42.59	47.93	52.78	57.21	61.27	64.98	68.38
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2.38	3.20	3.63	4.36	4.71	5.76	5.58	5.12	5.34	4.85	4.43	4.06	3.71	3.40
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2.58	3.57	4.19	5.26	6.00	7.80	8.19	8.19	9.30	9.32	9.38	9.48	9.58	9.71
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	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.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Продолжение таблицы 8.5

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	10.0	9.1	8.4	7.1	6.6	6.1	5.7	5.3	4.9	4.5	4.2	3.8	3.5	3.2
2	В том числе из: переходящих скважин	10.0	9.1	8.4	7.1	6.6	6.1	5.7	5.3	4.9	4.5	4.2	3.8	3.5	3.2
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
4	механизированным способом	10.0	9.1	8.4	7.1	6.6	6.1	5.7	5.3	4.9	4.5	4.2	3.8	3.5	3.2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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
	из наблюдательного фонда	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
	переводом с других объектов	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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	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
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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
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
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	10.9	10.0	9.1	8.4	7.1	6.6	6.1	5.7	5.3	4.9	4.5	4.2	3.8	3.5
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10.9	10.0	9.1	8.4	7.1	6.6	6.1	5.7	5.3	4.9	4.5	4.2	3.8	3.5
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10.0	9.1	8.4	7.1	6.6	6.1	5.7	5.3	4.9	4.5	4.2	3.8	3.5	3.2
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0.9	-0.8	-0.7	-1.3	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.4	-0.3	-0.3
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8.3	-8.3	-7.9	-15.3	-7.4	-7.2	-7.2	-7.2	-7.6	-7.4	-7.4	-9.6	-7.3	-7.3
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	12	12	12	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	12	12	12	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	12	12	12	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	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
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7.6	7.3	7.1	8.4	8.2	8.1	7.9	7.8	7.6	7.5	7.4	8.0	7.9	7.8
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	7.6	7.3	7.1	8.4	8.2	8.1	7.9	7.8	7.6	7.5	7.4	8.0	7.9	7.8
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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	66.7	68.3	69.8	71.3	72.8	74.2	75.6	77.0	78.3	79.6	80.8	82.0	83.1	84.2
33	переходящих	66.7	68.3	69.8	71.3	72.8	74.2	75.6	77.0	78.3	79.6	80.8	82.0	83.1	84.2
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
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2.5	2.3	2.1	2.4	2.2	2.1	1.9	1.8	1.7	1.5	1.4	1.4	1.3	1.2
36	переходящих	2.5	2.3	2.1	2.4	2.2	2.1	1.9	1.8	1.7	1.5	1.4	1.4	1.3	1.2
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /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
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	29.9	28.8	27.9	24.9	24.3	23.8	23.4	23.0	22.5	22.1	21.8	21.0	20.7	20.5
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	29.9	28.8	27.9	24.9	24.3	23.8	23.4	23.0	22.5	22.1	21.8	21.0	20.7	20.5
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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	490.7	519.5	547.4	572.3	596.6	620.4	643.8	666.7	689.2	711.4	733.2	754.1	774.9	795.4
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	228.8	237.9	246.4	253.5	260.1	266.2	271.9	277.2	282.1	286.6	290.8	294.6	298.1	301.3
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.154	0.160	0.166	0.171	0.175	0.179	0.183	0.187	0.190	0.193	0.196	0.199	0.201	0.203
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	71.50	74.36	76.99	79.22	81.28	83.20	84.98	86.63	88.15	89.57	90.87	92.06	93.15	94.17
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3.12	2.86	2.63	2.23	2.06	1.92	1.78	1.65	1.53	1.41	1.31	1.18	1.10	1.02
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9.86	10.03	10.26	9.69	9.93	10.24	10.59	11.00	11.41	11.92	12.53	12.95	13.79	14.83
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	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.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Продолжение таблицы 8.5

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	3.0	2.7	2.5	2.3	1.8	1.7	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1
2	В том числе из: переходящих скважин	3.0	2.7	2.49	2.31	1.81	1.68	1.56	1.44	1.34	1.24	1.12
3	новых скважин	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	механизированным способом	3.0	2.7	2.5	2.3	1.8	1.7	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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
	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	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
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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	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
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	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
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3.2	3.0	2.7	2.5	2.3	1.8	1.7	1.6	1.4	1.3	1.2
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3.2	3.0	2.68	2.49	2.31	1.81	1.68	1.56	1.44	1.34	1.24
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3.0	2.7	2.49	2.31	1.81	1.68	1.56	1.44	1.34	1.24	1.12
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0.2	-0.3	-0.193	-0.179	-0.504	-0.130	-0.121	-0.112	-0.104	-0.100	-0.116
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	0.9	0.928	0.928	0.782	0.928	0.928	0.928	0.928	0.925	0.907
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7.2	-11.1	-7.18	-7.18	-21.81	-7.21	-7.21	-7.21	-7.20	-7.49	-9.35
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	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
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7.8	7.4	7.4	7.4	7.1	7.1	7.1	7.1	7.2	7.2	7.0
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	7.8	7.4	7.4	7.4	7.1	7.1	7.1	7.1	7.2	7.2	7.0
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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	85.2	86.2	87.14	88.04	88.90	89.70	90.47	91.18	91.86	92.48	93.06
33	переходящих	85.2	86.2	87.14	88.04	88.90	89.70	90.47	91.18	91.86	92.48	93.06
34	новых	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	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5
36	переходящих	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	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	20.4	19.4	19.4	19.3	16.3	16.3	16.3	16.4	16.4	16.5	16.2
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	20.4	19.4	19.36	19.32	16.27	16.28	16.32	16.37	16.45	16.48	16.19
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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	815.8	835.2	854.6	873.9	890.2	906.5	922.8	939.1	955.6	972.1	988.3
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	304.4	307.0	309.5	311.8	313.6	315.3	316.9	318.3	319.7	320.9	322.0
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.205	0.207	0.209	0.210	0.211	0.212	0.214	0.214	0.215	0.216	0.217
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95.11	95.95	96.73	97.45	98.01	98.54	99.02	99.47	99.89	100.28	100.63
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0.94	0.84	0.78	0.72	0.56	0.52	0.49	0.45	0.42	0.39	0.35
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	16.16	17.13	19.19	22.05	22.11	26.35	33.19	46.11	79.39	356.26	-126.03
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	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.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	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	0.0	0.0

Таблица 8.6 – Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по III объекту. Вариант II (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	75.59	74.40	72.58	69.81	66.20	61.02	56.01	51.41	46.62	42.26	38.29	34.65	31.31	28.26
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	5.01	6.20	8.02	10.79	14.40	19.58	24.59	29.19	33.98	38.34	42.31	45.95	49.29	52.34
3	Газовый фактор, м3/т	116.25	116.25	157.32	198.40	239.47	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0.886	1.192	1.826	2.768	3.611	5.173	5.010	4.600	4.794	4.357	3.977	3.641	3.331	3.054
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.230	0.331	0.515	0.799	1.020	1.517	1.517	1.445	1.561	1.468	1.384	1.309	1.235	1.166
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	26.0	27.8	28.2	28.9	28.3	29.3	30.3	31.4	32.6	33.7	34.8	35.9	37.1	38.2

Продолжение таблицы 8.6

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	25.46	22.90	20.53	18.53	16.68	14.96	13.36	11.88	10.51	9.24	8.07	7.01	6.02	5.11
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	55.14	57.70	60.07	62.07	63.92	65.64	67.24	68.72	70.09	71.36	72.53	73.59	74.58	75.49
3	Газовый фактор, м3/т	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	2.799	2.566	2.362	2.001	1.853	1.720	1.597	1.483	1.370	1.268	1.174	1.061	0.984	0.912
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	1.100	1.037	0.981	0.854	0.812	0.772	0.735	0.699	0.661	0.626	0.592	0.547	0.518	0.490
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	39.3	40.4	41.5	42.7	43.8	44.9	46.0	47.1	48.2	49.3	50.5	51.6	52.7	53.8

Продолжение таблицы 8.6

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	4.27	3.51	2.81	2.17	1.66	1.19	0.75	0.35	0.00	0.00	0.00
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	76.33	77.09	77.79	78.43	78.94	79.41	79.85	80.25	80.63	80.98	81.29
3	Газовый фактор, м3/т	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55	280.55
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0.846	0.752	0.698	0.648	0.507	0.470	0.436	0.405	0.376	0.348	0.315
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.464	0.421	0.399	0.377	0.300	0.283	0.268	0.253	0.239	0.224	0.207
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	54.9	56.0	57.1	58.2	59.2	60.3	61.3	62.4	63.5	64.5	65.6

Таблица 8.7 – Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ по IV объекту. Вариант II (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	3507.10	3466.72	3427.08	3388.64	3324.30	3242.11	3139.55	3020.62	2895.68	2771.14	2646.67
2	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	40.90	81.28	120.92	159.36	223.70	305.89	408.45	527.38	652.32	776.86	901.33
3	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	40.70	40.38	39.64	38.44	64.34	82.19	102.56	118.93	124.94	124.54	124.47
4	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0.03	40.38	39.64	38.44	32.73	41.69	90.94	103.89	120.81	124.54	124.47
7	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	0	6	6	6	6	8	10	11	12	13	13
8	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0.00	20.46	20.08	19.47	16.58	15.84	27.64	28.71	30.60	29.12	29.10
9	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	0	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
10	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	40.7	0.0	0.0	0.0	31.6	40.5	11.6	15.0	4.1	0.0	0.0
15	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	6	0	0	0	2	2	1	1	1	0	0
16	В т. ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	2	2	1	1	1	0	0
17	переводом из нефтяной части	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	из консервации	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	из наблюдательного фонда	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	20.6	0.0	0.0	0.0	48.1	61.6	35.3	45.7	12.6	0.0	0.0
21	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	329	0	0	0	329	329	329	329	329	0	0
22	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	0.0	40.4	0.0	0.0	0.0	31.3	40.1	11.5	14.9	4.1	0.0
23	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.32	40.38	39.64	38.44	33.04	42.10	91.06	104.04	120.85	124.54
24	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	0.00	0.00	1.02	1.03	1.17	0.78	0.46	0.88	0.86	0.97	1.00
25	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	0.0	-40.3	0.7	1.2	5.7	-9.0	-49.2	-12.9	-16.9	-3.7	0.1
26	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	0	0	2300	2300	2300	2300	2300	0	0
28	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	0	0	0	0	4.6	4.6	2.3	2.3	2.3	0	0
29	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	294	291	285	275	261	244	235	222	209	198	187
30	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	207	206	204	202	199	195	190	185	179	174	168
31	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	225	225	225	225	225	225	225	225	223	220	214
32	Добыча конденсата, тыс.т	9.2	9.1	8.9	8.6	14.5	18.5	23.1	26.8	27.8	27.4	26.6
33	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	9.4	18.4	27.4	36.0	50.5	69.0	92.1	118.8	146.6	174.0	200.6
34	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	0.009	0.019	0.028	0.036	0.051	0.070	0.093	0.120	0.148	0.176	0.203

Продолжение таблицы 8.7

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	2518.77	2389.83	2261.55	2133.26	2005.26	1883.64	1761.44	1639.03	1512.30	1386.05	1260.72
2	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	1029.23	1158.17	1286.45	1414.74	1542.74	1664.36	1786.56	1908.97	2035.70	2161.95	2287.28
3	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	127.90	128.93	128.28	128.29	128.00	121.62	122.21	122.40	126.73	126.25	125.33
4	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	120.60	128.93	128.28	128.29	128.00	121.62	122.21	122.40	126.73	126.25	125.33
7	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
8	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	28.20	27.99	27.85	27.85	27.79	26.40	26.53	26.58	27.51	27.41	27.21
9	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
10	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	В т. ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	переводом из нефтяной части	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	22.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	329	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	0.0	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	124.47	120.67	128.93	128.28	128.29	128.00	121.62	122.21	122.40	126.73	126.25
24	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	1.03	0.94	1.01	1.00	1.00	1.05	1.00	1.00	0.97	1.00	1.01
25	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	3.9	-8.3	0.6	0.0	0.3	6.4	-0.6	-0.2	-4.3	0.5	0.9
26	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	177	167	158	149	141	133	126	119	112	106	100
30	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	162	156	150	144	138	132	126	121	115	109	103
31	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	204	190	175	162	150	140	130	122	115	108	101
32	Добыча конденсата, тыс.т	26.1	24.5	22.4	20.7	19.2	17.0	15.9	14.9	14.5	13.6	12.7
33	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	226.8	251.2	273.7	294.4	313.6	330.5	346.5	361.4	375.9	389.6	402.3
34	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	0.229	0.254	0.277	0.298	0.317	0.334	0.350	0.366	0.380	0.394	0.407



Продолжение таблицы 8.7

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	1136.08	1012.01	889.03	767.59	647.68	528.56	411.65	297.09	189.27	87.91	0.00
2	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	2411.92	2535.99	2658.97	2780.41	2900.32	3019.44	3136.35	3250.91	3358.73	3460.09	3548.86
3	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	124.64	124.07	122.99	121.44	119.91	119.12	116.91	114.56	107.82	101.36	88.77
4	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	124.64	124.07	122.99	121.44	119.91	119.12	116.91	114.56	107.82	101.36	88.77
7	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	13
8	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	27.06	26.94	26.70	26.37	26.03	25.86	25.38	24.87	23.41	22.01	20.76
9	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
10	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	В т. ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	переводом из нефтяной части	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	125.33	124.64	124.07	122.99	121.44	119.91	119.12	116.91	114.56	107.82	101.36
24	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.06	1.06	1.14
25	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	0.7	0.6	1.1	1.5	1.5	0.8	2.2	2.4	6.7	6.5	12.6
26	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
27	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	95	90	85	80	76	71	68	64	60	57	54
30	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	97	91	85	79	73	66	61	55	50	46	42
31	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	95	89	84	79	75	71	67	64	61	58	55
32	Добыча конденсата, тыс.т	11.8	11.1	10.4	9.6	9.0	8.5	7.9	7.3	6.5	5.9	4.9
33	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	414.1	425.2	435.6	445.2	454.2	462.7	470.6	477.9	484.4	490.3	495.2
34	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	0.419	0.430	0.441	0.450	0.459	0.468	0.476	0.483	0.490	0.496	0.501

Таблица 8.8 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объёма буровых работ в целом по месторождению. Вариант II (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	12.5	16.8	19.9	29.8	35.1	43.0	43.2	43.1	42.3	38.9	36.4	33.6	31.0	28.6
2	В том числе из: переходящих скважин	10.2	13.2	12.9	26.1	29.7	37.7	43.2	39.5	40.3	38.9	36.4	33.6	31.0	28.6
3	новых скважин	2.3	3.6	7.0	3.7	5.4	5.3	0.0	3.6	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	механизированным способом	10.2	13.2	12.9	26.1	29.7	37.7	43.2	39.5	40.3	38.9	36.4	33.6	31.0	28.6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	2	2	2	4	4	0	1	1	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	1	1	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	2	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
	из консервации	0	1	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
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	3.5	5.5	10.7	5.6	4.1	4.0	0.0	11.0	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	329	329	162	162	162	162	0	329	329	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	2300	2300	2300	2300	2300	2300	0	2300	2300	0	0	0	0	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	2	2	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	657	657	657	657	1314	1314	0	329	329	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0.0	2.3	3.6	7.0	3.7	5.4	5.3	0.0	3.6	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	11.3	10.2	13.2	12.9	26.1	29.7	37.7	43.2	39.5	40.3	38.9	36.4	33.6	31.0
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11.3	12.5	16.8	19.9	29.8	35.1	43.0	43.2	43.1	42.3	38.9	36.4	33.6	31.0
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10.2	13.2	12.9	26.1	29.7	37.7	43.2	39.5	40.3	38.9	36.4	33.6	31.0	28.6
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1.1	0.8	-4.0	6.2	-0.1	2.6	0.2	-3.7	-2.8	-3.4	-2.4	-2.9	-2.6	-2.4
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	1.1	0.8	1.3	1.0	1.1	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10.1	6.0	-23.5	31.2	-0.3	7.3	0.5	-8.5	-6.4	-8.1	-6.2	-7.8	-7.7	-7.7
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	11	13	15	17	21	25	25	25	26	26	26	26	26	26
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	9	12	15	17	21	25	25	25	26	26	26	26	26	26
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	1	2	3	2	2	4	4	0	0	1	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	8	10	13	15	17	21	25	25	25	26	26	26	26	26
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7.6	7.2	8.0	9.9	10.8	11.8	11.9	12.8	12.9	12.7	12.8	12.5	12.2	12.0
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	8.1	6.2	4.5	8.1	7.9	7.9	11.9	7.0	6.8	12.7	12.8	12.5	12.2	12.0
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	5.6	9.9	19.7	9.8	7.3	7.1	0.0	20.8	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	37.7	40.7	42.3	44.4	48.9	52.7	55.7	59.0	61.5	64.2	66.5	68.5	70.3	72.0
33	переходящих	37.5	44.6	50.9	46.4	51.8	55.1	55.7	60.9	62.5	64.2	66.5	68.5	70.3	72.0
34	новых	38.6	20.0	15.4	24.2	24.0	22.7	0.0	11.2	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4.7	4.3	4.6	5.5	5.5	5.6	5.3	5.2	5.0	4.6	4.3	3.9	3.6	3.3
36	переходящих	5.0	4.0	3.0	5.3	5.3	5.5	5.3	5.0	4.9	4.6	4.3	3.9	3.6	3.3
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.8	56.3	56.4	59.2	58.9	58.3	57.6
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	20.0	28.4	34.5	53.6	68.8	90.8	97.4	105.1	110.0	108.6	108.9	106.8	104.5	102.1
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	16.3	23.8	26.2	48.7	61.7	84.0	97.4	101.1	107.6	108.6	108.9	106.8	104.5	102.1
40	из новых скважин	3.7	4.5	8.3	4.9	7.1	6.8	0.0	4.1	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	87.8	116.2	150.7	204.3	273.1	363.9	461.3	566.5	676.5	785.0	894.0	1000.8	1105.2	1207.3
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	52.7	69.5	89.4	119.2	154.3	197.3	240.4	283.5	325.8	364.7	401.1	434.7	465.7	494.3
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.013	0.018	0.023	0.030	0.039	0.050	0.061	0.072	0.083	0.093	0.102	0.111	0.119	0.126
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	6.30	8.32	10.70	14.26	18.46	23.60	28.76	33.92	38.98	43.63	47.99	52.01	55.71	59.14
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1.49	2.01	2.38	3.56	4.20	5.14	5.16	5.16	5.06	4.65	4.36	4.02	3.71	3.42
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1.57	2.15	2.60	3.99	4.90	6.30	6.76	7.24	7.66	7.62	7.73	7.72	7.72	7.73
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	18.5	18.5	19.5	19.3	19.2	18.9
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	36.5	55.0	74.5	93.8	113.0	131.9
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	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	10.2	10.4	10.9	11.8	12.3	12.8	13.2

Продолжение таблицы 8.8

№№ п/п	Показатели	Годы												
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	26.5	24.5	22.7	23.1	21.5	19.7	18.4	17.2	15.9	14.8	13.9	13.9	13.1
2	В том числе из: переходящих скважин	26.5	24.5	22.7	20.5	21.5	19.7	18.4	17.2	15.9	14.8	13.9	12.9	13.1
3	новых скважин	0.0	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0
4	механизированным способом	26.5	24.5	22.7	23.1	21.5	19.7	18.4	17.2	15.9	14.8	13.9	13.9	13.1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из наблюдательного фонда	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
	переводом с других объектов	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0.0	0.0	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	0	0	0	329	0	0	0	0	0	0	0	329	0
9	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	2300	0	0	0	0	0	0	0	2300	0
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	0	0	0	0	657	0	0	0	0	0	0	0	329
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	28.6	26.5	24.5	22.7	20.5	21.5	19.7	18.4	17.2	15.9	14.8	13.9	12.9
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	28.6	26.5	24.5	22.7	23.1	21.5	19.7	18.4	17.2	15.9	14.8	13.9	13.9
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	26.5	24.5	22.7	20.5	21.5	19.7	18.4	17.2	15.9	14.8	13.9	12.9	13.1
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2.1	-2.0	-1.8	-2.2	-1.6	-1.8	-1.3	-1.2	-1.3	-1.0	-0.9	-1.0	-0.9
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7.5	-7.5	-7.3	-9.8	-6.8	-8.4	-6.7	-6.6	-7.8	-6.6	-6.2	-6.9	-6.1
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	26	26	26	25	25	24	24	24	23	23	23	23	23
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	26	26	26	25	25	24	24	24	23	23	23	23	23
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	26	26	26	25	25	24	24	24	23	23	23	23	23
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	0	0	0	0	0	1	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11.7	11.4	11.1	12.6	12.4	12.4	12.2	11.9	12.0	11.8	11.6	12.3	12.2
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11.7	11.4	11.1	3.3	12.4	12.4	12.2	11.9	12.0	11.8	11.6	2.0	12.2
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0.0	0.0	0.0	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	0.0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	73.5	74.9	76.1	77.7	78.8	79.8	80.8	81.7	82.6	83.4	84.2	85.0	85.8
33	переходящих	73.5	74.9	76.1	79.7	78.8	79.8	80.8	81.7	82.6	83.4	84.2	85.9	85.8
34	новых	0.0	0.0	0.0	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.2	0.0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3.1	2.9	2.7	2.8	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1	2.0	1.8	1.8	1.7
36	переходящих	3.1	2.9	2.7	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1	2.0	1.8	1.8	1.7
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	56.9	56.0	55.1	69.6	85.1	80.4	78.7	77.0	75.3	73.7	72.5	81.2	79.9
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	99.8	97.4	95.2	103.8	101.7	97.7	95.9	94.0	91.0	89.3	88.0	93.1	91.8
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	99.8	97.4	95.2	100.9	101.7	97.7	95.9	94.0	91.0	89.3	88.0	92.0	91.8
40	из новых скважин	0.0	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1307.1	1404.5	1499.6	1603.4	1705.1	1802.9	1898.7	1992.7	2083.7	2173.0	2261.0	2354.2	2446.0
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	520.8	545.3	568.0	591.1	612.6	632.4	650.8	668.0	683.8	698.7	712.6	726.5	739.6
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.133	0.139	0.145	0.151	0.156	0.161	0.166	0.170	0.174	0.178	0.181	0.185	0.188
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	62.30	65.23	67.95	70.71	73.29	75.65	77.85	79.91	81.81	83.58	85.24	86.91	88.47
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3.17	2.93	2.72	2.77	2.58	2.36	2.20	2.06	1.90	1.77	1.66	1.67	1.56
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7.75	7.77	7.81	8.63	8.80	8.84	9.05	9.29	9.45	9.75	10.13	11.29	11.95
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	18.7	18.4	18.1	22.8	28.0	52.8	51.7	50.6	49.5	48.4	47.6	53.4	52.5
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	150.6	169.0	187.0	209.9	237.9	290.7	342.4	393.0	442.5	490.9	538.5	591.9	644.4
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	13.6	14.1	14.4	17.1	21.8	43.6	44.2	44.8	45.9	46.4	47.1	50.6	51.2

Продолжение таблицы 8.8

№№ п/п	Показатели	Годы										
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	11.5	10.7	10.1	9.5	8.6	7.8	7.4	6.9	6.5	6.1	5.6
2	В том числе из: переходящих скважин	11.5	10.7	10.06	9.46	8.55	7.83	7.37	6.93	6.52	6.13	5.55
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
4	механизированным способом	11.5	10.7	10.1	9.5	8.6	7.8	7.4	6.9	6.5	6.1	5.6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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
	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	из консервации	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
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
8	Среднее число дней работы новой скважины, ед.	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
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	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
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	12.3	11.5	10.7	10.1	9.5	8.6	7.8	7.4	6.9	6.5	6.1
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	12.3	11.5	10.70	10.06	9.46	8.55	7.83	7.37	6.93	6.52	6.13
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11.5	10.7	10.06	9.46	8.55	7.83	7.37	6.93	6.52	6.13	5.55
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0.7	-0.8	-0.648	-0.600	-0.901	-0.728	-0.459	-0.439	-0.412	-0.391	-0.573
17	Коэффициент изменения добычи нефти из переходящих скважин, д.ед.	0.9	0.9	0.939	0.940	0.905	0.915	0.941	0.940	0.941	0.940	0.906
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6.1	-7.1	-6.05	-5.97	-9.53	-8.51	-5.86	-5.96	-5.95	-5.99	-9.35
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1
20	В том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	23	23	23	23	22	21	21	21	21	21	20
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	23	23	23	23	22	21	21	21	21	21	20
23	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	23	23	23	23	22	21	21	21	21	21	20
25	Ввод скважин под нагнетание, ед.	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
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
29	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.2	11.1	11.1	11.0	11.0
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.2	11.1	11.1	11.0	11.0
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
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	87.1	87.8	88.35	88.93	89.51	89.99	90.50	90.99	91.45	91.90	92.34
33	переходящих	87.1	87.8	88.35	88.93	89.51	89.99	90.50	90.99	91.45	91.90	92.34
34	новых	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	1.4	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8
36	переходящих	1.5	1.4	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8
37	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	77.3	76.1	74.9	73.9	72.9	72.0	71.1	70.1	69.2	68.4	64.5
38	Добыча жидкости, всего, тыс. т	89.4	87.4	86.3	85.4	81.5	78.2	77.6	76.9	76.3	75.7	72.5
39	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	89.4	87.4	86.34	85.42	81.53	78.22	77.56	76.88	76.26	75.66	72.52
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
41	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2625.8	2713.2	2799.6	2885.0	2966.5	3044.7	3122.3	3199.2	3275.4	3351.1	3423.6
42	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	763.4	774.1	784.1	793.6	802.1	810.0	817.3	824.3	830.8	836.9	842.4
43	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.194	0.197	0.200	0.202	0.204	0.206	0.208	0.210	0.212	0.213	0.215
44	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91.32	92.60	93.80	94.94	95.96	96.90	97.78	98.61	99.39	100.12	100.78
45	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1.38	1.28	1.20	1.13	1.02	0.94	0.88	0.83	0.78	0.73	0.66
46	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	13.71	14.76	16.26	18.26	20.21	23.17	28.40	37.30	55.95	119.40	-557.94
47	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	50.8	50.0	49.2	48.5	47.9	47.3	46.7	46.1	45.5	44.9	42.4
48	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	746.8	796.8	846.1	894.6	942.5	989.8	1036.5	1082.5	1128.0	1172.9	1215.3
49	Закачка газа, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Закачка газа с нач. разработки, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Компенсация отбора: текущая, %	52.2	53.2	53.6	54.0	56.5	58.7	59.0	59.3	59.6	59.9	59.6

Таблица 8.9 – Обоснование проекта плана добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ в целом по месторождению. Вариант II (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	141.79	140.14	137.61	133.25	127.23	118.70	110.12	101.59	93.12	85.39	78.25	71.70	65.69	60.17
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	6.7	8.3	10.9	15.2	21.2	29.8	38.3	46.9	55.3	63.1	70.2	76.8	82.8	88.3
3	Газовый фактор, м3/т	99.2	98.2	127.4	146.2	171.5	198.6	198.7	198.1	200.0	198.9	196.1	195.0	193.9	192.9
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	1.24	1.65	2.53	4.35	6.02	8.53	8.58	8.54	8.46	7.73	7.15	6.55	6.01	5.52
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	0.32	0.46	0.71	1.26	1.70	2.50	2.60	2.68	2.76	2.60	2.49	2.35	2.23	2.11
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	26.0	27.8	28.2	28.9	28.3	29.3	30.3	31.4	32.6	33.7	34.8	35.9	37.1	38.2
7	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	3562.80	3562.80	3562.80	3562.80	3562.80	3562.80	3522.10	3481.71	3442.08	3403.64	3339.30	3257.10	3154.54	3035.61
8	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	40.90	81.29	120.92	159.36	223.70	305.90	408.46	527.39
9	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.70	40.38	39.64	38.44	64.34	82.19	102.56	118.93
10	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	40.38	39.64	38.44	32.73	41.69	90.94	103.89
13	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	8	10	11
14	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.46	20.08	19.47	16.58	15.84	27.64	28.71
15	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	329	329	329	329	329	329	329
16	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.7	0.0	0.0	0.0	31.6	40.5	11.6	15.0
21	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	2	2	1	1
22	В т. ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	1	1
23	переводом из нефтяной части	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	из консервации	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
25	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
26	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6	0.0	0.0	0.0	48.1	61.6	35.3	45.7
27	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	329	0	0	0	329	329	329	329
28	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.4	0.0	0.0	0.0	31.3	40.1	11.5
29	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	40.38	39.64	38.44	33.04	42.10	91.06
30	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02	1.03	1.17	0.78	0.46	0.88
31	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-40.3	0.7	1.2	5.7	-9.0	-49.2	-12.9
32	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2300	2300	2300	2300
34	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.6	4.6	2.3	2.3
35	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	293.5	291.1	284.9	275.0	261.2	244.0	234.5	221.6
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	207.4	205.7	203.9	202.3	199.2	195.3	190.5	184.7
37	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	225	225	225	225	225	225	225	225
38	Добыча конденсата, тыс.т	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	9.1	8.9	8.6	14.5	18.5	23.1	26.8
39	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	18.4	27.4	36.0	50.5	69.0	92.1	118.8
40	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.009	0.019	0.028	0.036	0.051	0.069	0.093	0.120

Продолжение таблицы 8.9

№№ п/п	Показатели	Годы												
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	55.09	50.42	46.10	41.93	38.06	34.50	31.19	28.10	25.27	22.63	20.17	17.78	15.55
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	93.4	98.1	102.4	106.5	110.4	114.0	117.3	120.4	123.2	125.8	128.3	130.7	132.9
3	Газовый фактор, м3/т	191.9	190.8	189.9	180.4	179.8	180.5	180.0	179.5	178.6	178.0	177.2	171.2	170.4
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	5.08	4.67	4.31	4.17	3.87	3.56	3.31	3.09	2.83	2.64	2.46	2.38	2.23
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	2.00	1.89	1.79	1.78	1.70	1.60	1.53	1.45	1.37	1.30	1.24	1.23	1.17
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	39.3	40.4	41.5	42.7	43.8	44.9	46.0	47.1	48.2	49.3	50.5	51.6	52.7
7	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	2910.67	2786.13	2661.66	2533.76	2404.83	2276.54	2148.25	2020.25	1892.88	1765.49	1638.42	1511.69	1385.44
8	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	652.33	776.87	901.34	1029.24	1158.17	1286.46	1414.75	1542.75	1670.12	1797.51	1924.58	2051.31	2177.56
9	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	124.94	124.54	124.47	127.90	128.93	128.28	128.29	128.00	127.37	127.39	127.07	126.73	126.25
10	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	120.81	124.54	124.47	120.60	128.93	128.28	128.29	128.00	121.62	127.39	127.07	126.73	126.25
13	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	12	13	13	13	14	14	14	14	14	15	15	14	14
14	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	30.60	29.12	29.10	28.20	27.99	27.85	27.85	27.79	26.40	25.81	25.75	27.51	27.41
15	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
16	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	4.1	0.0	0.0	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0
21	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
22	В т. ч. из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	переводом из нефтяной части	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	12.6	0.0	0.0	22.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0
27	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	329	0	0	329	0	0	0	0	329	0	0	0	0
28	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	14.9	4.1	0.0	0.0	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	0.0	0.0	0.0
29	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	104.04	120.85	124.54	124.47	120.67	128.93	128.28	128.29	128.00	121.67	127.39	127.07	126.73
30	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	0.86	0.97	1.00	1.03	0.94	1.01	1.00	1.00	1.05	0.95	1.00	1.00	1.00
31	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	-16.9	-3.7	0.1	3.9	-8.3	0.6	0.0	0.3	6.4	-5.8	0.3	0.3	0.5
32	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	2300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	2.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	209.4	197.9	187.0	176.7	167.0	157.8	149.2	140.9	133.2	125.9	118.9	112.4	106.2
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	179.2	173.5	167.8	162.0	156.0	150.1	144.2	138.3	132.4	126.5	120.6	114.6	108.6
37	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	223	220	214	204	190	175	162	150	133	125	118	115	108
38	Добыча конденсата, тыс.т	27.8	27.4	26.6	26.1	24.5	22.4	20.7	19.2	17.8	16.6	15.5	14.5	13.6
39	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	146.6	174.1	200.7	226.8	251.2	273.7	294.4	313.6	331.3	348.0	363.5	378.0	391.6
40	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	0.148	0.175	0.202	0.228	0.253	0.276	0.297	0.316	0.334	0.351	0.366	0.381	0.395

Продолжение таблицы 8.9

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.м3	13.47	11.52	9.74	8.06	6.49	5.12	3.88	2.72	1.63	0.61	0.00	0.00
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	135.0	136.9	138.7	140.4	142.0	143.3	144.6	145.8	146.8	147.9	148.8	149.7
3	Газовый фактор, м3/т	169.7	169.0	167.1	166.4	165.7	160.4	158.6	157.9	157.2	156.6	155.9	156.1
4	Добыча нефтяного газа, млн.м3	2.08	1.95	1.79	1.67	1.57	1.37	1.24	1.16	1.09	1.02	0.96	0.87
5	Использование нефтяного газа, млн.м3/год	1.12	1.07	1.00	0.96	0.91	0.81	0.75	0.71	0.68	0.65	0.62	0.57
6	Процент утилизации нефтяного газа, %	53.8	54.9	56.0	57.1	58.2	59.2	60.3	61.3	62.4	63.5	64.5	65.6
7	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С <sub>1</sub> , млн.м <sup>3</sup>	1260.11	1135.47	1011.40	888.42	766.98	647.07	527.96	411.04	296.48	188.66	87.30	0.00
8	Отбор газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	2302.89	2427.53	2551.60	2674.58	2796.02	2915.93	3035.04	3151.96	3266.52	3374.34	3475.70	3564.47
9	Добыча газа, всего, млн.м <sup>3</sup> /год	125.33	124.64	124.07	122.99	121.44	119.91	119.12	116.91	114.56	107.82	101.36	88.77
10	Расход газа на собственные нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	В т. ч. на технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	125.33	124.64	124.07	122.99	121.44	119.91	119.12	116.91	114.56	107.82	101.36	88.77
13	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	13
14	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	27.21	27.06	26.94	26.70	26.37	26.03	25.86	25.38	24.87	23.41	22.01	20.76
15	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
16	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Добыча газа из новых скважин, млн.м <sup>3</sup> /год	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	В т. ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	переводом из нефтяной части	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.м <sup>3</sup> /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
27	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. м <sup>3</sup> /год	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м <sup>3</sup> /год	126.25	125.33	124.64	124.07	122.99	121.44	119.91	119.12	116.91	114.56	107.82	101.36
30	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.	1.01	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.06	1.06	1.14
31	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. м <sup>3</sup>	0.9	0.7	0.6	1.1	1.5	1.5	0.8	2.2	2.4	6.7	6.5	12.6
32	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
33	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	100.4	94.9	89.6	84.7	80.1	75.7	71.5	67.6	63.8	60.3	57.0	53.9
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	102.6	96.6	90.5	84.5	78.5	72.6	66.4	60.5	54.7	50.0	45.6	41.8
37	Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	101	95	89	84	79	75	71	67	64	61	58	55
38	Добыча конденсата, тыс.т	12.7	11.8	11.1	10.4	9.6	9.0	8.5	7.9	7.3	6.5	5.9	4.9
39	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	404.3	416.2	427.3	437.6	447.3	456.3	464.7	472.6	479.9	486.5	492.3	497.2
40	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.	0.407	0.419	0.430	0.441	0.451	0.460	0.468	0.476	0.484	0.490	0.496	0.501

## 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.

Для полного обоснования величин и зависимостей физико-гидродинамических характеристик пород-коллекторов необходимо провести достаточное количество надежных лабораторных определений на кондиционных образцах пород продуктивных отложений с использованием пластовых и закачиваемых флюидов для определения коэффициента вытеснения нефти водой и других видов спецанализа.

В рамках настоящего проекта для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Караколь 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.

Виды исследований определены на основании «Единых правил...», согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений».

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 керна***

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 Караколь, 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 согласно РД.

***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 ( $\text{Cl}^-$ ;  $\text{SO}_4^{2-}$ ;  $\text{HCO}_3^-$ ;  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ), 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  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , 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 жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно	Еженедельно
2	Определение обводненности продукции	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования по действующим скважинам: Еженедельно	
3	Определение газового фактора	Когда пластовое давление превышает давление насыщения 1 раз в год При снижении пластового давления ниже давления насыщения 1 раз в квартал	
4	Определение пластового давления и температуры  по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в год
5	Определение забойного давления  по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал
6	Исследование методом установившихся отборов  по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
7	Исследование методом восстановления давления  по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
8	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
9	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
10	Определение профиля поглощения		Разовые исследования по мере необходимости
11	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	
12	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости	
13	Отбор проб воды для определения состава и качества в добывающих и нагнетательных скважинах по переходящим:	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию  Систематические исследования 1 раз в 3 месяца.	Ежедневно

## **10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Глава «Мероприятия по рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды» «Дополнение к проекту разработки месторождения Караколь» выполнена экологами ТОО «Timal Consulting Group», имеющим Государственную лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области ООС №01695Р от 5 сентября 2014г, на основании следующих документов:

- О Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации».

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

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 территории, 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 сульфаты, а нередко сульфатвосстанавливающие бактерии.

**Мероприятия по охране недр** являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке, разведки и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования,
- грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации;

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием
- для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих
- сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки,
- транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;
- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

### 10.1 Климатические условия расположения

Нефтегазоконденсатное месторождение Караколь в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области. В 112 км к югу от месторождения находится областной центр г. Кызылорда. К западу от площади на расстоянии порядка 60 км проходит автодорога Кызылорда-Кумколь. В 80 км к северо-западу находится месторождение Кумколь.

Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и грунтовыми дорогами, пригодными для проезда в сухое время года.

В орографическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа 62-169 м. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. К востоку от месторождения Арыское, на восточной половине контрактной территории находится впадина соленого озера Арысь. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л и колодцы.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 120 мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем  $-12^{\circ}\text{C}$  (до  $-40^{\circ}\text{C}$ ), летом  $+27^{\circ}\text{C}$  (до  $+45^{\circ}\text{C}$ ). Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и

животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Данные предоставлены РГП «Казгидромет» Кызылординский области.

**Таблица 10.1.1 - Температура воздуха, T<sup>0</sup>C**

<b>Средняя температура воздуха по месяцам:</b>													
2022	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	за год
Кызылорда	-2.1	-0.1	4.5	18.3	22.6	29.4	29.3	26.2	21.4	10.7	3.0	-8.3	12,9
<b>Максимальная температура воздуха по месяцам:</b>													
2022	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	за год
Кызылорда	6.6	14.0	21.0	32.9	37.7	44.2	44.6	38.1	39.7	25.9	18.6	5.3	44,6
<b>Минимальная температура воздуха по месяцам:</b>													
2022	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	за год
Кызылорда	-13.0	-10	-7.9	4.6	9.7	16.7	15.5	12.1	5.1	-2.6	-9.2	-20.3	-20,3

**Таблица 10.1.2 – Средняя относительная влажность воздуха, %**

Средняя относительная влажность воздуха, %													
Годы	Месяцы												Среднегодовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Кызылорда													
2022	86	79	69	49	42	29	34	34	34	49	73	75	54

**Таблица 10.1.3 – Количество осадков по данным м/с Кызылорда**

Годы	Месяцы												Среднегодовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Кызылорда													
2022	18.4	5.9	6.4	12.4	4.3	0.0	2.3	0.5	0.0	5.3	25.5	7.8	88,8

**Таблица 10.1.4 – Средняя скорость ветра м/с Кызылорда**

Таблица 10.11. Средний скорость ветра м/с Кызылорда													
Годы	Месяцы												Среднегодовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Кызылорда													
2022	1,8	2,1	2,9	2,0	2,4	2,0	2,2	2,3	2,3	2,3	3,4	2,1	-

**Таблица 10.1.5 – Повторяемость направлений ветра и штилей, %:**

МС Кызылорда	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
	13	28	21	5	4	8	13	10	20

**Таблица 10.1.6 – Число ясных и пасмурных дней по общей облачности**

Таблица 10-11													
	Месяцы												
2022		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	Число ясных дней по общей облачности												
Кызылорда		0	5	3	3	4	5	15	21	16	9	0	16
	Число пасмурных дней по общей облачности:												
		14	7	10	9	6	2	0	0	0	3	16	7



Рис. 10.1.1 – Роза ветров по метеостанции «Кызылорда»

## 10.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Глава «Мероприятия по рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды» «Дополнение к проекту разработки месторождения Караколь»

Глава включает в себя технические, технологические и организованные природоохранные мероприятия, строгое выполнение которых приведет к минимизации воздействия намечаемой деятельности на окружающую природную среду.

## 10.3 Предложения по установлению нормативов ПДВ

В проекте предусмотрены лишь продолжение разработки месторождения существующим фондом скважин, соответственно все выбросы и предложения по нормативам ПДВ в целом по площади по каждому веществу за весь период проведения работ при эксплуатации будут отражены в проекте ПДВ на этапе получения экологического разрешения на воздействие.

### 10.3.1 Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при оценочных работах могут быть:

- пыльные бури,
- штормовой ветер,

- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за местами пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газ отходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20%.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов

сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40%:

- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

### **10.3.2 Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения**

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- не допускать разлива ГСМ;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

Герметизация напорной системы сбора нефти.

Подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

## **10.4 Водные ресурсы**

### **10.4.1 Водоснабжение и водоотведение**

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Проведение работ по бурению скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды.

**Водопотребление.** Снабжение питьевой и технической водой буровых бригад, находящихся в степи, будет осуществляться привозной водой.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Снабжение водой для технических нужд осуществляется привозной водой.

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра национальной экономики РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

**Водоотведение.** В результате жизнедеятельности персонала образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной будут вывозиться *подрядной организацией согласно договору.*

### **10.4.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов**

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обваловка и бетонирование площадок;
- с целью контроля за расходом питьевой воды должны быть предусмотрены
- водомерные устройства;
- для обеспечения санитарно - эпидемиологической надежности хозяйственно - питьевого водоснабжения воду перед подачей потребителю необходимо

обеззараживать, а вокруг площадки водопроводных сооружений организовать санитарно - защитную зону;

- создание герметизированной системы сбора очистки и утилизации всех промышленных стоков;
  - на технологической площадке предусмотреть бордюры и дождеприемники;
- повторное использование буровых сточных вод после осветления.

### 10.5 Предполагаемые отходы 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:  $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$ .

Код отхода 010505\*. Классификация отхода- опасные отходы

*Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, буровой шлам - собирается в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузится на автотранспорт подрядчика и вывозится за пределы контрактной территории Компании. Временное хранение не предусмотрено.*

**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. Плотность бурового раствора согласно тех проекту  $1,45 \text{ т/м}^3$ .

Код отхода 010505\*. Классификация отхода- опасные отходы

*Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, отработанный буровой раствор - собирается в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузится на автотранспорт подрядчика и вывозится за пределы контрактной территории Компании. Временное хранение отходов не предусмотрено.*



**Буровые сточные воды (БСВ)** – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

*Код отхода 010506\*. Классификация отхода- опасные отходы*

*Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, буровые сточные воды - собираются в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузятся на автотранспорт подрядчика и вывозятся за пределы контрактной территории Компании. **Временное хранение отходов не предусмотрено.***

**ТБО** образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Сбор коммунальных отходов производится в металлические контейнеры (V=1,5 м3) с герметичной крышкой, расположенные в местах образования отходов.

Сбор и вывоз согласно заключенному договору.

*Согласно Приказу и.о Министра здравоохранения Республики, Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 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 0°С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.*

*Код отхода 200108. Классификация отхода- не опасные отходы*

**Металлолом** образуется в процессе технического обслуживания транспортных средств и технологического оборудования и их демонтажа. При плановой или аварийной замене запасных частей.

Собирается на площадке S=20м<sup>2</sup> для временного складирования металлолома. По мере накопления вывозятся подрядной организацией. Срок хранения не более 3 мес.

*Код отхода 020110. Классификация отхода-не опасные отходы*

**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.

*Код отхода 120113. Классификация отхода-не опасные отходы*

Собираются в специальные контейнеры (V=0,016м3), установленные в местах проведения сварочных работ, хранятся на территории предприятия (склад S-20м2)

согласно продолжительности работ (160 суток), по мере завершения работ, вывозятся согласно заключенному договору со специализированной организацией.

***10.5.1 Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:***

- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального
- использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы
- для исключения утечек и проливов жидких сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

## **10.6 Почва**

Почвенный покров области довольно разнообразный: от темно-каштановых до светло-каштановых почв. В южных районах встречаются бурые почвы, солонцы и солонцовые почвы, есть массивы песков. Преобладает злаково-разнотравная, злаково-полынная, полынно-житняковая растительность.

Строения и свойства серо-бурых почв определяются особенностями почвообразования, протекающего в условиях сильно засушливого климата и ксерофитно-эфемерного характера растительности. Почвообразовательный процесс в этих условиях отличается прерывистостью и кратковременностью гумусообразования. В короткий весенний период интенсивно развивается растительность и одновременно резко увеличивается биологическая активность почвенной микрофлоры и фауны. Гумуса образуется очень мало, так как растительные остатки за один сезон почти полностью минерализуются. В летний период очень жаркий и сухой, биологические процессы в почве затухают.

Весьма ограниченное количество осадков определяет непромывной тип водного режима и обуславливает карбонатность и солончаковатость серо-бурых почв.

В почвенном покрове серо-бурые пустынные почвы.

На изучаемой территории выделяются следующие почвенные разности: серо-бурые пустынные (СБ), солонцы пустынные, автоморфные (СН) и takyры (Тк).

Серо-бурые суглинистые пустынные почвы (СБ) формируются под солянково-полынно-боялычевой растительной ассоциацией с эфемероидами.

Видовой состав: солянка деревцевидная, ежевник солончаковый, ежевник безлистный, полынь белоземельная, полынь туранская, бурачок пустынный, мятлик луковичный, тюльпаны проникающий и цветковый, ферула каспийская и др.

На поверхности встречается галька и крупные прозрачные кварцевые песчинки величиной до 2 мм. Гравий встречается по всему почвенному профилю, особенно много на глубине свыше 1 м.

Морфологическое строение серо-бурых суглинистых пустынных почв:

Верхние 0-2 (3) см представляют собой очень сухую хрупкую корочку серого цвета. Ниже залегает аккумулятивный горизонт буровато-серого цвета мощностью 10-15 см с комковато-пороховатой структурой, слабо уплотненный, пронизанный корнями растений. Глубже он переходит в иллювиальный горизонт серовато-бурого или коричневатого цвета с комковатой структурой, более плотный и содержащий меньше корней растений. На глубине около 30-35 см появляются пятна карбонатов желтовато-белесого цвета и кристаллический гипс, количество которого увеличивается книзу, достигая максимума на глубине 1 м.

Гранулометрический состав среднесуглинистый с преобладанием песчаных и пылеватых фракций. Доля частиц крупнее 0,05 мм в некоторых случаях достигает 25-26%. Сюда входят крупные кварцевые песчинки и мелкий гравий. Эти грубые фракции облегчают гранулометрический состав. Несмотря на это - сложение почвенного профиля - плотное. Очевидно, цементации их способствуют карбонаты и другие соли (в частности и гипс при высыхании).

Описываемые почвы на различной глубине содержат 15-20% гипса. Такое скопление гипса в процессе почвообразования обусловлено химическим составом почвообразующих пород, которыми здесь являются отложения третичного и мелового периодов, богатые легкорастворимыми солями, особенно сульфатами магния.

Серо-бурые почвы, как правило, содержат хлоридов в несколько раз меньше, чем сульфатов. Максимум щелочности наблюдается в верхних слоях. Тип засоления

хлоридно-сульфатный. Обычно верхний слой (10-15 см) несколько промыт от этих солей и содержит ничтожно малое количество хлоридов.

Такры среди серо-бурых пустынных имеют ограниченное распространение на данной территории, распространены также южнее исследуемого участка. Они отличаются от серо-бурых пустынных почв тем, что их поверхность отакырена и уплотнена. В профиле отчетливо выражена такыровидная корка, разбитая заплывающими трещинами на полигоны. Корка палево-светло-серая, расслаивающаяся в нижней части. Под коркой обособляется такого же цвета слоеватый подкорковый горизонт.

Верхняя часть почвенного профиля свободна от легкорастворимых солей. Заметную роль в вещественном составе почв они начинают играть лишь на глубине около одного метра. Реакция водных почвенных суспензий щелочная, переходящая с глубиной в сильнощелочную. По механическому составу эти почвы представлены легкосуглинистыми разновидностями. Такры, как природные образования с очень плотной в сухом состоянии коркой, весьма устойчивы к антропогенным механическим воздействиям в наиболее сухое время года. При сильном увлажнении проведение каких-либо работ не возможно или очень сильно затруднено. Такры относятся к неудобным землям.

#### **10.6.1 Оценка воздействия на почвенный покров**

Разнообразие условий почвообразования приводит к неоднородности почвенного покрова, сложной структурой и многообразием комбинаций почв. Особенности почвенного покрова являются:

- низкое содержание гумусовых веществ и минеральных элементов питания, небольшая мощность гумусового горизонта почв;
- карбонатность почв и щелочная реакция почвенной среды;
- развитие процессов засоления почв;
- значительное распространение техногенно нарушенных земель.

Из-за жестких природно-климатических условий формирования и неблагоприятных агропроизводственных свойств, все пустынные почвы обладают низким естественным плодородием, использование их в земледелии без орошения и проведения сложных мелиоративных мероприятий невозможно. Основное сельскохозяйственное назначение земель – низко продуктивные сезонные пастбища. Значительные площади земель, занятые сорами, непригодны для ведения сельскохозяйственного производства землями, и относятся к неудобьям.

На рассматриваемой территории распространены следующие почвы:

- бурые пустынные солончаковатые;
- бурые пустынные солончаковые;
- лугово-бурые солончаковатые;
- лугово-бурые солончаковые;
- луговые приморские засоленные (солончаковые и солончаковатые);
- солончаки приморские;
- солончаки соровые;
- пески мелкобугристые закрепленные;
- пески мелкобугристые полужакрепленные;
- пески барханные;
- песчаные отложения
- техногенно-нарушенные.

Объекты будут размещены на территории, уже испытывающей определенные нагрузки вследствие ведения нефтедобычи. Техногенное воздействие хозяйственной деятельности на экологическое состояние почв проявляется, прежде всего, в механических нарушениях и повреждении земной поверхности и почв, а также химическом загрязнении производством.

### 10.7 Растительный и Животный мир

Растительность участка характеризуется преобладанием пустынных и степных элементов, местами произрастают типичные галофитные (солелюбивые) сообщества с участием ежовника солончакового, сарсазана шишковатого, сведы вздутоплодной и других.

Растительный покров здесь представлен комплексами полынных и многолетне-солянковых кокпековых пустынь, таких как чернобоялычевые, биюргуновые, тасбиюргуновые. По временным водотокам произрастает кустарниковая растительность – караганы, курчавки, тамариски.

На останцовых возвышенностях и каменистом плато преобладают комплексы туранскополынно-чернобоялычевых (*Salsola arbusculaeformis* + *Artemisia turanica*), биюргуновых (*Anabasis salsa*) и тасбиюргуновых (*Nanophyton erinaceum*) сообществ гипсоносных хрящевато-щебнистых почв.

По шлейфам плато на участках супесчаных и легко суглинистых почв встречаются комплексами биюргуновых, белоземельнополынных (*Artemisia terrae-albae*), кокпековых (*Atriplex сапа*), белоземельнополынно-чернобоялычевых, итсегеково (*Anabasis arnylla*) – биюргуновых фитоценозов, при участии видов ферулы (*Ferula ferulaeoides*, *F soongarica*, *F*

canescens).

Заросли *черного саксаула* (*Haloxylon aphyllum*) с полынью белоземельной и кейреуком представлены на склонах котловины.

На первом месте по распространенности находится полынная растительность в сочетании с солянковыми сообществами. Господствующими элементами, которой явились мезотермные и ксерофильные многолетние растения, представленные преимущественно полукустарничками.

Господствующие виды (эдификаторы, строители сообществ) полукустарничковых пустынь относятся к следующим родам: солянка (*Salsola*, исключительно многолетние виды), полынь (*Artemisia*), ежовник (*Anabasis*), саксаульник (*Arthrophytum*) и близкий к нему гамада (*Hammada*), лебеда (*Atriplex*), терескен (*Eurotia*), поташник (*Kalidium*), сарсазан (*Halocnemum*). Представители этих родов широко распространены в пределах пустынной области и создают сообщества, занимающие обширные пространства.

Лишайники распространены гораздо более широко и представлены значительным числом видов. Их можно найти в небольших количествах на поверхности почвы в большинстве сообществ полукустарничковых пустынь. Некоторые виды поселяются на отмерших стволах и ветвях кустарников. *Живущие на почве представлены двумя группами*: прикрепленные к субстрату (виды *Diploschistes*, *Acarospora*, *Psora*, *Collema* и др.) и неприкрепленные, «кочующие» виды (*Parmelia*, *Cetraria*, *Aspicilia* и др.).

Почти все растения данного района имеют более или менее ярко выраженную ксероморфную структуру – мелкие и жесткие листья, часто сведенные колючками, опушение и другие признаки ксерофитов.

Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны. На контрактной территории встречаются широко распространенные пустынные виды, принадлежащие к монгольской и туранской фауне и южные пустынные - ирано-афганской и пустынной казахстанской фауне.

Наибольшее количество видов млекопитающих относится к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам.

Насекомоядные, семейство ежевые, представлено видом ушастый ёж – *Erinaceus auritus*. Представители этого вида встречаются в разреженных зарослях гребенщика. Рукокрылые, семейство гладконосые рукокрылые, представлены видами: усатая ночница - (*Myotis mystacinus*) и серый ушан (*Plecotus austriacus*).

Отряд хищные, семейство псовые, представлены 3 видами: Волк – *Canis lupus* - вид, предпочитающий селиться в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков.

Корсак - (*Vulpes corsac*) распространён практически на всей территории участка, и лисица (*ulpes vulpes*) - обитает на полупустынных участках с кустарниковой растительностью.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом заяц-русак (*Lepus europaeus*). Семейство куньи представлено лаской (*Mustela nivalis*) и степным хорьком (*Mustela eversmanni*) - хищные зверьки, питающиеся насекомыми, грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами: малый тушканчик - (*Allactaga elater*), большой тушканчик (*Allactaga major*) и тушканчик прыгун (*Allactaga sibirica*), которые обитают на участках полупустынного характера. Емурсанчик (*Stylodipus telum*) селится в мелкобугристом рельефе. Хомяковые представлены следующими видами: серый хомячок (*Cricetulus migratorius*) и обыкновенная полёвка (*Microtus arvalis*).

Семейство песчанковые. Большая песчанка (*Rhombomys opimus*) – широко распространённый грызун, живущий колониями, гребенщикова песчанка (*Meriones tamariscinus*) селится по пескам, тяготеет к кустарникам гребенщика. Краснохвостая песчанка (*Meriones libycus*) обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

Семейство мышинные представлено видами домовая мышь (*Mus musculus*) и серая крыса (*Rattus norvegicus*), которые встречаются в районе поселка, в бытовых строениях, на территории хозпостроек и на прилегающих окультуренных участках.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых исследуемой территории обеднена в видовом отношении. Из гнездящихся пернатых отмечены: 5 видов хищных (черный коршун - *Nilvus migrans*, болотный лунь - *Circus aeruginosus*, куганник – *Buteo rufinus*, степной орел - *Aquila rapax*, обыкновенная пустельга – *Falco tinnunculus*). Воробьинообразные наиболее многочисленны как в видовом, так и в количественном составе. Наиболее представительны жаворонковые (хохлатый - *Galerida cristata*, малый - *Calandrella cinerea*, серый – *Calandrella rufescens*, степной - *Melanocorypha calandra*, черный - *Melanocorypha jeltoniensis* и рогатый - *Eremophila alpestris*).

На зимовках встречаются 8 видов, это сизый голубь, филин, домовый сыч, хохлатый, черный и рогатый жаворонки, полевой и домовый воробьи. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых, некоторых вьюрковых и овсянок.

Значительная часть центра промыслов подвержена значительному техногенному воздействию. Фауна или практически отсутствует, или видовое разнообразие снижено до 1-3 видов.

Для сбора более точных сведений о видовом и количественном составе фауны необходимо организовать полноценные экспедиции на разных этапах жизнедеятельности представителей животного мира.

#### ***10.7.1 Мероприятия по охране флоры и фауны***

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства скважин.

Движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважины, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены.

Для предотвращения потравы диких и домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

### **10.8 Радиационная обстановка**

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021г.) основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;



- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной Постановлением Правительства РК от 20 декабря 2020 года №21822 в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Требования по обеспечению радиационной безопасности при воздействии природных источников излучения в производственных условиях предъявляются к любым объектам, в которых облучение работников превышает 1 мЗв/год (объекты, осуществляющие работы в подземных условиях, добывающие и перерабатывающие минеральное и органическое сырье с повышенным содержанием природных радионуклидов и другие).

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

## 10.9 Аварийные ситуации

Осуществление производственной программы по строительству скважин требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

На этапе бурения скважин играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям. Их можно разделить на следующие категории:

- воздействие электрического тока кабельных линий силовых приводов и генератора;
- воздействие машин и технологического оборудования;
- технологический процесс разведочного бурения.

Воздействие электрического тока. Поражение тока в результате прикосновения к проводникам, находящимся под напряжением, неправильного обращения с

электроинструментами, прикосновения к кабельным линиям. Вероятность возникновения несчастных случаев в этом случае низкая.

Воздействие машин и оборудования. Травмы в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами.

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные непосредственно с самим процессом бурения. К ним относятся:

- завалы ствола скважин или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- аварии в результате сжигания породоразрушающего инструмента;
- разрушение буровых труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопрооявления.

К возможным аварийным ситуациям при эксплуатации объекта следует отнести:

механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, бытовых, производственных и поверхностных дождевых и талых вод.

Механические повреждения емкостей могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что возможно приведет к нарушению технологического процесса и к другим аварийным ситуациям.

## 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтегазовое месторождение Караколь имеет сложное геологическое строение: блочное строение структуры, многопластовый характер продуктивного резервуара, большая неоднородность коллектора по площади и разрезу.

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д на месторождении было установлено 5 продуктивных горизонтов: Ю-III, Ю-IV-I, Ю-IV-II, Ю-V, Ю-VI. Из них: горизонты Ю-IV-I, Ю-V разделены на 2 пласта, (при этом пласт Ю-V-2 водонасыщенный), горизонт Ю-VI разделен на 3 пласта. По насыщению залежи горизонтов и пластов представлены в следующем порядке: 2 нефтяные (Ю-III, Ю-IV-I-2), 2 газонефтяные (Ю-IV-I-1, Ю-IV-II), 1 газовый (Ю-V-1), 3 нефтегазовые (Ю-VI-1,2,3).

После ПР-2019 на месторождении Караколь новых скважин не было пробурено, в этой связи представления о геологическом строении остались без изменения.

Для подтверждения продуктивности выделенных газонасыщенных пластов было проведено опробование в скв. КК-103 (инт. 2164-2168) и КК-104 (инт. 2304-2308м), в результате были получены притоки 9,9-12,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, 1,2-2,9 т/сут конденсата. Также в скважине КК-20 выполнен перестрел и испытание в инт. 2349-2352м, 2355-2370м с получением нефти 6м<sup>3</sup>/сут, воды 14м<sup>3</sup>/сут.;

В целом на дату отчета отобраны 16 глубинных проб нефти в 12 скважинах и 19 поверхностных проб в 14 скважинах. Из них, после «ПР-2019г» отобраны 6 поверхностных проб нефти (скв. КК-2, 10, 11, 12, 20). Газоконденсатная часть месторождения изучена на основе 9 глубинных проб в 7 скважинах и 19 поверхностных проб в 5 скважинах. Из них, после «ПР-2019г» дополнительно отобраны 5 поверхностных проб (скв. КК-103, 104). За отчетный период отобраны и проанализированы дополнительно 2 пробы пластовой воды. Всего по месторождению характеристики пластовой воды изучены по данным 29 проб, отобранных в 8 скважинах. По результатам анализа данных, можно установить, что полученные параметры поверхностной нефти и воды по новым пробам располагаются в диапазоне изменения значений параметров, принятых ранее;

На месторождении Караколь с отбором керна пробурено 10 скважин с отбором керна - 61,53 м, с выносом - 100 % от проходки. Всего по разрезу отобрано и проанализировано 133 образца.

Соотношение геологических запасов нефти по категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> составляет 91% на 9%.

В тоже время, не смотря на проведенные работы на месторождении и достаточно высокое соотношение промышленных запасов, недропользователю рекомендуется

продолжать работы по изучению для более достоверной детализации строения месторождения:

- продолжить работы по дальнейшему изучению месторождения, с целью уточнения структурно-тектонической, геологической и гидродинамической модели, в частности местоположения выделенных нарушений и их влияние на формирование (границ) залежей и влияния на разработку месторождения;
- продолжит работы по изучению запасов, оцененных по категории  $C_2$  путем бурения и опробования в новых и/или ранее пробуренных скважинах;
- продолжит отбор и анализ глубинных и поверхностных проб пластового флюида (газ, нефть, конденсат, вода) для создания наиболее достоверной флюидальной модели, в частности по нефтяным залежам горизонтов Ю-IV-П, Ю-VI-1.
- продолжить отбор кернового материала с проведением в них стандартных и специальных анализов для построения достоверных петрофизических параметров
- продолжить работы по уточнению флюидальных границ газ-нефть, газ-вода, нефть-вода.

## 12. 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 по месторождению Караколь АО «СНПС-Ай Дан Мунай» в ликвидационный фонд по состоянию на 01.01.2023г. составляет 39 492 974 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;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли;
- платежи за выбросы в атмосферу, образующиеся в процессе демонтажных работ, размещение отходов производства.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли, платежи за выбросы от демонтажных работ и размещение отходов.

### **Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования на конец срока действия контракта -2028 год.**

#### **12.1. Затраты на ликвидацию скважин**

Расчет затрат на ликвидацию скважин с учетом рекультивации нарушенных земель и платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину и количеством планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта-2028г.

Количество скважин, подлежащих ликвидации на конец 2028 года- 33 ед.

Сметный расчет стоимости ликвидации скважин с рекультивацией территорий на месторождении Караколь приведен в таблице 12.1.1.

**Таблица 12.1.1-Расчет стоимости ликвидации скважины.**

№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Стоимость, 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин	Всего, тыс.тенге
1	2	3	4	5
1	Ликвидация скважин КК-2, КК-11, КК-15, КК-100, КК-101, КК-108, КК-109 и КК-110 объекта разработки I месторождения Караколь	2688.80	8	21510.40
2	Ликвидация скважин КК-8, КК-20, КК-23, КК-24, КК-33, КК-111 и КК-112 объекта разработки II месторождения Караколь	2751.32	7	19259.24
3	Ликвидация скважин КК-1, КК-5, КК-9, КК-10, КК-12, КК-13, КК-21, КК-22, КК-102, КК-105, КК-106 и КК-107 объекта разработки III месторождения Караколь	2748.78	12	32985.31
4	Ликвидация скважин КК-4, КК-6, КК-19, КК-25, КК-103 и КК-104 месторождения Караколь IV газового объекта разработки	2611.70	6	15670.21
			33	
				<b>89 425.16</b>

Таким образом затраты на ликвидацию скважин с учетом затрат рекультивации земли, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 89 425,16 тыс.тг.

## **12.2. Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства**

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства на основе «Проекта обустройства месторождения Караколь» был составлен перечень и определена стоимость ликвидации наземных объектов.

Таким образом, стоимость ликвидации наземного обустройства промысла оценена в размере 16 705,017 тыс.тенге.

## **Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования на 2053 год.**

### **12.3. Затраты на ликвидацию проектных скважин**

В случае продления контракта была рассчитана стоимость ликвидации проектных скважин на конец 2053г. (+ 25 лет).

Количество скважин, подлежащих ликвидации до 2053г. включительно- 7 единиц.

Стоимость затрат по ликвидации 1 скважины месторождения Караколь IV газового объекта разработки составляет 2 611,70 тыс.тенге

Затраты на ликвидацию скважин составят:

$$7 \text{ ед.} * 2\,611,70 \text{ тыс. тенге} = 18\,281,90 \text{ тыс. тенге}$$

### **12.4. Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд**

Согласно главе 12 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 12.4.1.

В таблице 12.4.2. представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Караколь.

Таблица 12.4.1-Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд до 2028г.

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель	Показатель
1	2	3	4	5
1	Период	года	2023-2028	2029-2053
2	Количество скважин на ликвидацию	скв.	33	7
3	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	89 425,16	18 281,90
4	Стоимость демонтажных наземных объектов обустройства	тыс.тенге	16 705,01	0,00
5	Всего затраты по ликвидации последствий деятельности	тыс.тенге	106 130,18	18 281,90
6	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на 01.01.2023г.	тыс.тенге	39 492,97	0,00
7	<b>Остаточная сумма ликвидации последствий недропользования</b>	<b>тыс. тенге</b>	<b>66 637,20</b>	<b>18 281,90</b>
8	Остаточная сумма ликвидации последствий недропользования	тыс. долл	143,92	39,49
9	Суммарная добыча нефти	тыс.тонн	157,02	586,85
10	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	424,4	31,15
		\$/тонна	0,917	0,067

\*Курс доллара США, применяемый при переводе 463 тенге/доллар

Таблица 12.4.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Караколь.

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
2023	12.46	0.917	424.4	11.42	5 286.92
2024	16.82	0.917	424.4	15.42	7 139.82
2025	19.89	0.917	424.4	18.23	8 439.88
2026	29.78	0.917	424.4	27.29	12 636.98
2027	35.12	0.917	424.4	32.19	14 903.99
2028	42.96	0.917	424.4	39.37	18 229.62
2029	43.17	0.067	31.2	2.90	1 344.92
2030	43.10	0.067	31.2	2.90	1 342.55
2031	42.31	0.067	31.2	2.85	1 318.05
2032	38.86	0.067	31.2	2.61	1 210.66
2033	36.44	0.067	31.2	2.45	1 135.33
2034	33.58	0.067	31.2	2.26	1 046.22
2035	30.99	0.067	31.2	2.08	965.32
2036	28.61	0.067	31.2	1.92	891.23
2037	26.47	0.067	31.2	1.78	824.62
2038	24.49	0.067	31.2	1.65	762.85
2039	22.71	0.067	31.2	1.53	707.35
2040	23.12	0.067	31.2	1.56	720.09
2041	21.54	0.067	31.2	1.45	671.01
2042	19.73	0.067	31.2	1.33	614.51
2043	18.41	0.067	31.2	1.24	573.62
2044	17.20	0.067	31.2	1.16	535.67
2045	15.86	0.067	31.2	1.07	494.14
2046	14.82	0.067	31.2	1.00	461.71



2047	13.90	0.067	31.2	0.94	432.94
2048	13.93	0.067	31.2	0.94	433.90
2049	13.07	0.067	31.2	0.88	407.23
2050	12.27	0.067	31.2	0.83	382.25

Продолжение таблицы 12.4.2

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
2051	11.52	0.067	31.2	0.78	358.98
2052	10.70	0.067	31.2	0.72	333.47
2053	10.06	0.067	31.2	0.68	313.29
Итого до 2028	<b>157,02</b>			<b>143,92</b>	<b>66 637,20</b>
Итого до 2053	<b>743,88</b>			<b>183,41</b>	<b>84 919,10</b>

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.