

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»
АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №20005299

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО СП «Казгермунай»


« » Лю Шаою 2023г



**ДОПОЛНЕНИЕ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
АКШАБУЛАК ЦЕНТРАЛЬНЫЙ**
(по состоянию на 01.01.2023г)

(Договор №797120/2022/1 от 23.12.2022г)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:




Р.Н. УТЕЕВ

Первый заместитель директора
филиала по геологии и разработке:


А.С. МАРДАНОВ

г. Атырау, 2023г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

Рев. №	Часть проекта	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	Дата
00	Текст	Для представления заказчику	
	Текст	Для представления в ЦКРР МЭ РК	
	Текст	Для рассмотрения и согласования ЦКРР МЭ РК	
	Текст	Для сдачи Заказчику	
	Текст	Для сдачи в архив	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке _____ Джаксылыков Т.С	(общее руководство)
Руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА и УО _____ Хажитов В.З.	(общее руководство)
Ответственный исполнитель по разработке, Ведущий инженер службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА и УО _____ Сагызбай М.К.	(главы 1, 3, 4, 6, 8, 9, 12)
Ответственный исполнитель по геологии, Эксперт службы геологического моделирования _____ Есенов К.М:	(разделы 2.1, 2,3, 2.5)
Ведущий инженер службы геофизики и петрофизики _____ Джумагалиева А.К.	(раздел 2.2)
Ведущий инженер службы геофизики и петрофизики _____ Нысангалиева Ш.О.	(разделы 2.2, 2.4)
Инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа _____ Дюсемалиев А.Б.	(раздел 6.1, 6.2)
Инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции _____ Каламов С.Х.	(раздел 6.3)
Старший инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин _____ Рыспаев А.А.	(глава 7)
Ведущий инженер службы бюджетирования и экономических исследований ПП _____ Матжанова М.Д.	(глава 5, 13, разделы 3.5, 4.2)
Ведущий инженер службы экологии _____ Султанова А.Р.	(глава 10)

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ГЛАВ И РАЗДЕЛОВ	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	24
	ВВЕДЕНИЕ	25
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	29
2.	КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	32
2.1	Характеристика геологического строения	32
2.1.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	32
2.1.2	Тектоника	38
2.13	Нефтегазоносность	46
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	73
2.3	Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа	86
2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	86
2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	104
2.3.3	Компонентный состав и свойства растворенного газа	107
2.3.4	Компонентный состав и свойства свободного газа	110
2.4	Физико-гидродинамических характеристики	114
2.5	Запасы нефти и газа	135
3.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	143
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	143
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	153
3.2.1	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	154
3.2.2	Характеристика закачки воды	184
3.2.3	Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков	194
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	245
3.3.1	Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	245
3.3.2	Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	247
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	248
3.4.1	Обоснование выделения объектов разработки	248
3.4.2	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	251
3.4.3	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	254
3.4.4	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	254
3.4.5	Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	259

3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	261
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	267
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	267
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	279
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти и газа из недр	287
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	289
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	289
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	292
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	292
6.1.1	Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин	294
6.1.2	Условия фонтанирования скважин	294
6.1.3	Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин	297
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	305
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	309
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	315
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	319

1	2	3
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	325
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	325
7.2	Требования к параметрам бурового раствора	333
7.3	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	335
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	337
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	346
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	353
10.1	Природно-климатическая характеристика района	353
10.2	Мониторинг состояния окружающей среды	354
10.3	Анализ современного состояния атмосферного воздуха	354
10.4	Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод	356
10.5	Анализ образования объемов отходов производства и потребления	358
10.6	Анализ современного состояния почвенного покрова	359
10.7	Растительный мир	360
10.8	Животный мир	360
10.9	Радиационная обстановка	361

11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	365
12.	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	366
13.	РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	369
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ		

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1.1	Виды осадочных фаций месторождения Акшабулак	32
2.	2.1.2	Характеристика толщин газовых пластов	47
3.	2.1.3	Статистические показатели характеристик неоднородности	47
4.	2.1.4	Характеристика толщин нефтяных пластов	49
5.	2.1.5	Статистические показатели характеристик неоднородности	49
6.	2.1.6	Характеристика толщин пластов М-II-1	50
7.	2.1.7	Статистические показатели характеристик неоднородности	50
8.	2.1.8	Характеристика толщин горизонта М-II-2 (Северный свод)	53
9.	2.1.9	Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта М-II-2 (Северный свод)	53
10.	2.1.10	Характеристика толщин пласта Ю-0-1Б (Северный свод)	55
11.	2.1.11	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-1Б (Северный свод)	55
12.	2.1.12	Характеристика толщин пласта Ю-0-1Б (Южный свод)	57
13.	2.1.13	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-1Б (Южный свод)	57
14.	2.1.14	Характеристика толщин пласта Ю-0-2 (Северный свод)	60
15.	2.1.15	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-2 (Северный свод)	60
16.	2.1.16	Характеристика толщин пласта Ю-ІБ	66
17.	2.1.17	Статистические показатели характеристик неоднородности	66
18.	2.1.18	Характеристика толщин пласта Ю-II	67
19.	2.1.19	Статистические показатели характеристик неоднородности	67
20.	2.1.20	Характеристика толщин пласта Ю-IIIа	69
21.	2.1.21	Статистические показатели характеристик неоднородности	69
22.	2.1.22	Характеристика толщин пласта Ю-III	70
23.	2.1.23	Статистические показатели характеристик неоднородности	71
24.	2.2.1	Характеристика отбора керна	74
25.	2.2.2	Виды стандартных исследований, проведенных на керне	74
26.	2.2.3	Сравнение характеристики толщин горизонтов	77
27.	2.2.4	Сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта	78
28.	2.2.5	Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов	78
29.	2.2.6	Статистические ряды распределения проницаемости горизонта	85
30.	2.3.1	Изученность месторождения Акшабулак Центральными пробными пластовой нефти	87
31.	2.3.2	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	102
32.	2.3.3	Утвержденные параметры пластовой нефти	103
33.	2.3.4	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	106
34.	2.3.5	Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования	108
35.	2.3.6	Свойства пластового газа горизонта М-I	109
36.	2.3.7	Компонентный состав и свойства пластового газа	109
37.	2.3.8	Параметры стабильного конденсата	110

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
38.	2.3.9	Содержание ионов и примесей в пластовой воде	112
39.	2.4.1	Объём выполненных специальных исследований	114
40.	2.4.2	Емкостно-фильтрационные свойства образцов для смачиваемость, скв. №29	115
41.	2.4.3	Результаты опытов по вытеснению нефти водой	115
42.	2.4.4	Емкостно-фильтрационные свойства образцов, скв. №29	116
43.	2.4.5	Характеристика свойств образцов из скважины №307, использованных при специальных исследованиях	116
44.	2.4.6	Сопоставление кривых достигнуто при следующих величинах остаточной водонасыщенности и заземленной несмачивающей фазы	117
45.	2.4.7	Величины эффективной проницаемости, полученные в результате эксперимента ОФП	117
46.	2.4.8	Величины относительная проницаемость для воды при остаточной (заземленной) несмачивающей фазе	118
47.	2.4.9	Результаты ФЕС по капилляриметрическим исследованиям (1631,8 м; 1646,3 м)	120
48.	2.4.10	Результаты по экспериментам ОФП в системе нефть-вода (скв.29)	120
49.	2.4.11	Характеристика свойств образцов, использованных при специальных исследованиях	121
50.	2.4.12	Вытеснение рассола нефтью	121
51.	2.4.13	Вытеснение нефти рассолом	121
52.	2.4.14	Результаты относительной проницаемости вода-нефть методом неустановившегося режима	124
53.	2.4.15	Результаты приемистости заводнения	125
54.	2.4.16	Образцы, использованные для определения капиллярного давления методом нагнетания ртути	125
55.	2.4.17	Данные к исследованиям по определению капиллярного давления	128
56.	2.4.18	Относительная проницаемость в системе вода-нефть	129
57.	2.4.19	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	131
58.	2.4.20	Результаты анализа смачиваемости по Амотту	132
59.	2.4.21	Характеристики вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам	134
60.	2.5.1	Сводная таблица запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 02.01.2021г	136
61.	2.5.2	Сводная таблица запасов газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 02.01.2021г	142
62.	3.1.1	Количество исследований по объектам с начала разработки	144
63.	3.1.2	Количество исследований по объектам в период реализации ПР-2021г	145
64.	3.1.3	Результаты гидродинамических исследований скважин по объектам разработки	145
65.	3.2.1	Характеристика фонда скважин по объектам и месторождению в целом на 01.01.2023г	155

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
66.	3.2.2	Распределение новых добывающих скважин по объектам	157
67.	3.2.4	Основные технологические показатели разработки месторождения	172
68.	3.2.5	Основные технологические показатели разработки I объекта	174
69.	3.2.6	Основные технологические показатели разработки II объекта	176
70.	3.2.7	Основные технологические показатели разработки III объекта	178
71.	3.2.8	Основные технологические показатели разработки IV объекта	180
72.	3.2.9	Основные технологические показатели разработки V объекта	182
73.	3.2.10	Результаты PLT исследования в скважине №217 (05.12.2007г)	186
74.	3.2.11	Результаты PLT исследования в скважине №225 (05.12.2007г)	186
75.	3.2.12	Результаты PLT исследования в скважине №214 (27.11.2007г)	190
76.	3.2.13	Результаты PLT исследования в скважине №241 (07.07.2010г)	191
77.	3.2.14	Основные показатели выработки запасов нефти объекта I на 01.01.2023г	197
78.	3.2.15	Основные показатели выработки запасов нефти объекта II на 01.01.2023г	201
79.	3.2.16	Основные показатели выработки запасов нефти объекта III на 01.01.2023г	208
80.	3.2.17	Основные показатели выработки запасов нефти IV объекта на 01.01.2023г	212
81.	3.2.18	Основные показатели выработки запасов нефти возвратного объекта (горизонт Ю-II) на 01.01.2023г	213
82.	3.2.19	Сопоставление утвержденных и вовлеченных запасов, определенных характеристиками вытеснения	217
83.	3.2.20	Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению	233
84.	3.2.21	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	235
85.	3.2.22	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	237
86.	3.2.23	Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	239
87.	3.2.24	Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта	241
88.	3.2.25	Сравнение проектных и фактических показателей разработки V объекта	243
89.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	250
90.	3.4.2	Адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки	252
91.	3.4.3	Характеристики вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам	260
92.	3.5.1	Маркетинговые показатели	262
93.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат	264
94.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	265
95.	3.5.4	Ставки налога на добычу	266

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
96.	3.5.5	Ставки налога на добычу нефти	266
97.	3.5.6	Ставки рентного налога на экспорт	266
98.	3.5.7	Шкала экспортной таможенной пошлины	266
99.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	268
100.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	268
101.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	269
102.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	269
103.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	270
104.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	270
105.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	271
106.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	271
107.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	272
108.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	272
109.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	273
110.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки VI объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	273
111.	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	274
112.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки VII объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	274
113.	4.1.15	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)	275
114.	4.1.16	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)	275
115.	4.1.17	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения	276
116.	4.1.18	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей	278
117.	4.2.1	Капитальные вложения, 3 вариант	281
118.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 3 вариант	281
119.	4.2.3	Производственный доход, 3 вариант	282
120.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 3 вариант	282
121.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 3 вариант	285
122.	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	288

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
123.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки	290
124.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по месторождению Акшабулак Центральный	293
125.	6.4.1	Баланс объема добычи и распределения сырого и сухого газа по месторождению Акшабулак Центральный (ЦППН). Вариант 3 (рекомендуемый)	316
126.	6.4.2	Баланс объема добычи и распределения сырого и сухого газа по месторождению Акшабулак Центральный (ЦППН). Вариант 2	317
127.	6.4.3	Баланс объема добычи и распределения сырого и сухого газа по месторождению Акшабулак Центральный (ЦППН). Вариант 1	318
128.	6.5.1	Техническая характеристика насоса «SULZER 3×6×9EN MSD/14 stg»	322
129.	6.5.2	Техническая характеристика насоса «KSB HGM-RO 4/6»	322
130.	6.5.3	Результаты исследования проб воды	322
131.	6.5.4	Результаты химического анализа воды	322
132.	7.1.1	Проектная конструкция вертикальных эксплуатационных скважин	326
133.	7.1.2	Проектная конструкция для углубления эксплуатационной скважины № 213	327
134.	7.1.3	Проектная конструкция для углубления эксплуатационной скважины № 219	327
135.	7.1.4	Проектная конструкция для углубления эксплуатационной скважины № 222	327
136.	7.1.5	Проектная конструкция наклонно-направленной скважины № 491 (НН)	328
137.	7.1.6	Проектная конструкция наклонно-направленной скважины № 494 (НН)	330
138.	7.1.7	Расчет продолжительности бурения вертикальных эксплуатационных скважин для IV объекта глубиной 1900м	332
139.	7.1.8	Расчет продолжительности углубления скважин для IV объекта глубиной 1950м	333
140.	7.1.9	Расчет продолжительности бурения наклонно-направленной скважин № 491 (НН) для I объекта глубиной 1950м	333
141.	7.1.10	Расчет продолжительности бурения наклонно-направленной скважин № 494 (НН) для III объекта глубиной 1950м	333
142.	7.2.1	Параметры бурового раствора для вертикальных скважин	334
143.	7.2.2	Параметры бурового раствора для углубления скважин	334
144.	7.2.3	Параметры бурового раствора для наклонно-направленных скважин	335
145.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 3 Вариант	338
146.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 3 Вариант	339
147.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 3 Вариант	340

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
148.	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV объекту. 3 Вариант	341
149.	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по V объекту. 3 Вариант	342
150.	8.6	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VI объекту. 3 Вариант	343
151.	8.7	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VII объекту. 3 Вариант	344
152.	8.8	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ в целом по месторождению. 3 Вариант	345
153.	9.1	Рекомендуемый комплекс исследований по контролю за разработкой	352
154.	10.1	Общая климатическая характеристика	353
155.	10.2	Повторяемость направлений ветра и штилей, %	353
156.	10.3	Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны в 2022 год	355
157.	12.1	Результаты профиля приемистости скважины №270 от 08.10.2016г	367
158.	13.1	Таблица ликвидации скважин	370
159.	13.2	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	371
160.	13.3	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	371

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	30
2.	1.2	Месторождение Акшабулак на гипсометрической карте Восточного Приаралья (Веселов В.В.)	31
3.	2.1.1	Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения	32
4.	2.1.2	Сводный геологический разрез отражающих горизонтов	33
5.	2.1.3	Карта тектонического районирования территории Тургайской НГП и разрез по профилю I-I (В.И. Корчагин 1996 г.)	39
6.	2.1.4	Тектонические процессы в позднем карбоне и перми	41
7.	2.1.5	Тектонические процессы в поздней перми	42
8.	2.1.6	Тектонические процессы в поздней перми-средней юре	43
9.	2.1.7	Тектонические процессы в кумкольское время и позднее	44
10.	2.1.8	Схема основных этапов тектонического развития площади	45
11.	2.1.9	Внутренние разбивки горизонта М-II	48
12.	2.1.10	Группа русел подгоризонта Ю-0-1Б	57
13.	2.1.11	Русло подгоризонта Ю-0-2	59
14.	2.1.12	Группа русел подгоризонта Ю-IA	63
15.	2.3.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного купола	88
16.	2.3.2	Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного купола	89
17.	2.3.3	Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного купола	89
18.	2.3.4	Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного купола	89
19.	2.3.5	Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного купола	90
20.	2.3.6	Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного купола	91
21.	2.3.7	Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного купола	91
22.	2.3.8	Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного купола	92
23.	2.3.9	Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного купола	93
24.	2.3.10	Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного купола	93
25.	2.3.11	Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного купола	94
26.	2.3.12	Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного купола	94
27.	2.3.13	Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного купола	95
28.	2.3.14	Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного купола	95

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
29.	2.3.15	Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного купола	96
30.	2.3.16	Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного купола	96
31.	2.3.17	Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-II Южного купола	97
32.	2.3.18	Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-II Южного купола	97
33.	2.3.19	Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-II Южного купола	98
34.	2.3.20	Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-II Южного купола	98
35.	2.3.21	Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III	99
36.	2.3.22	Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III	100
37.	2.3.23	Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III	100
38.	2.3.24	Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III	101
39.	2.4.1	Кривые капиллярного давления: а - фактические (для флюидов газ-вода); б - расчетные (для флюидов гексан-вода), для образца 2056 - фактическая; в - функция Леверетта от водонасыщенности (для флюидов гексан-вода)	118
40.	2.4.2	Кривые относительной фазовой проницаемости для образцов: а- № 6020, скв. 307 и № 53/2, скв. 29; б- № 5007, скв. 307; в- № 4022, скв. 307; г- № 3034, скв. 307; д- № 2056, скв. 307	118
41.	2.4.3	Кривые капиллярного давления - для образцов А – 2 и В – 2 (ВНИГНИ).	119
42.	2.4.4	Кривые относительной проницаемости: а - для образца из скв.29 (Ю-III); б, в, г - для трех образцов из скв.312, исследованных в ЦАиСИ (Москва, 1999г.) в системе нефть-вода (1862,32 м; 1627,25 м; 1627,4 м; 1627,6 м).	121
43.	2.4.5	Кривые капиллярного давления для образцов 59, 176, 378 (скв. №202) и 286 (скв. №204)	123
44.	2.4.6	Кривые относительной проницаемости для образцов 57, 377 (скв. 202)	124
45.	2.4.7	Кривые распределения размера пор	126
46.	2.4.8	Кривые капиллярного давления (мел, юра)	127
47.	2.4.9	Кривые относительной проницаемости для образца (скв. №248, 285)	128
48.	2.4.10	Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода	130
49.	3.1.1	График зависимости пластового давления от глубины	147
50.	3.1.2	Динамика пластового давления по I объекту. Южный свод	148
51.	3.1.3	Динамика пластового давления по I объекту. Северный свод	148
52.	3.1.4	Динамика пластового давления по русловым отложениям объекта II (русло 4)	149

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
53.	3.1.5	Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 2, Северный свод)	149
54.	3.1.6	Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 3)	150
55.	3.1.7	Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 5)	150
56.	3.1.8	Динамика пластового давления по III объекту	151
57.	3.1.9	Динамика пластового давления по IV объекту. Северный свод	152
58.	3.1.10	Динамика пластового давления по IV объекту. Южный свод	152
59.	3.1.11	Динамика пластового давления по V объекту	153
60.	3.2.2	Распределение годовой (а) 2022г и накопленной (б) добычи нефти на 01.01.2023г по объектам разработки месторождения	158
61.	3.2.3	Технологические показатели разработки в целом по месторождению	161
62.	3.2.4	Технологические показатели разработки I объекта	163
63.	3.2.5	Технологические показатели разработки II объекта	165
64.	3.2.6	Технологические показатели разработки III объекта	168
65.	3.2.7	Технологические показатели разработки IV объекта	170
66.	3.2.8	Технологические показатели разработки V объекта	171
67.	3.2.9	Распределение накопленной на 01.01.2023г и текущей закачки воды по объектам	184
68.	3.2.10	Блок-диаграмма распределения извлеченного индикатора флуоресцеина натрия по добывающим скважинам	188
69.	3.2.11	Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины 225	189
70.	3.2.12	Блок-диаграмма распределения извлеченного индикатора динатрий фосфата по добывающим скважинам Южного свода	192
71.	3.2.13	Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины №241	193
72.	3.2.14	Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки	195
73.	3.2.15	Сопоставление утвержденных и текущих КИН по объектам разработки	195
74.	3.2.16	Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта I и категориям запасов нефти, а) - Категория – В+С ₁ , б) – Категория В+С ₁ +С ₂	196
75.	3.2.17	Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту I относительно зон насыщения, а) - категория В+С ₁ , б) - категория В+С ₁ +С ₂	196
76.	3.2.18	Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта II и категориям запасов нефти, а) - Категория – В+С ₁ , б) – Категория В+С ₁ +С ₂	198
77.	3.2.19	Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту II относительно зон насыщения, а) - категория В+С ₁ , б) - категория В+С ₁ +С ₂	198
78.	3.2.20	Горизонт Ю-0-16, русло 2, северный свод. Корреляционная схема по линии скважин 262-259-258-261-312-210-202	202

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
79.	3.2.21	Горизонт Ю-0-2, русло 3, северный свод. Корреляционная схема по линии скважин 24, 350, 365, 13, 310, 351	203
80.	3.2.22	Горизонт Ю-0-2, Русло 3, южный свод. Корреляционная схема по линии скважин 420, 357, 421, 470, 363, 7	203
81.	3.2.23	Горизонт Ю-0-2, Русло 3, южный свод. Корреляционная схема по линии скважин 290, 253, 282, 445, 420, 357, 421, 470, 363, 7	204
82.	3.2.24	Горизонт Ю-0-16, Русло 4, южный свод. Корреляционная схема по линии скважин 270, 335, 283, 282, 424, 281, 204, 284, 257, 271	205
83.	3.2.25	Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта III и категориям запасов нефти. а) - Категория – В+С ₁ . б) – Категория В+С ₁ +С ₂	206
84.	3.2.26	Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту III относительно зон насыщения. а) - категория В+С ₁ . б) - категория В+С ₁ +С ₂	206
85.	3.2.27	Результаты исследований PLT по скважинам №№346, 349, 350 горизонта Ю-III	209
86.	3.2.28	Результаты исследований PLT по скважинам №№423, 427 горизонта Ю-III	210
87.	3.2.29	Результаты исследований PLT по скважинам №№297, 330 горизонта Ю-IIIа	210
88.	3.2.30	Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам возвратного объекта и категориям запасов нефти. а) - Категория – В+С ₁ , б) – Категория В+С ₁ +С ₂	211
89.	3.2.31	Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по возвратному объекту относительно зон насыщения, а) - категория В+С ₁ , б) - категория В+С ₁ +С ₂	211
90.	3.2.32	Результаты исследований PLT по скважинам горизонта Ю-II	214
91.	3.2.33	Характеристика вытеснения по I объекту	218
92.	3.2.34	Характеристика вытеснения по II объекту	219
93.	3.2.35	Характеристика вытеснения по III объекту	220
94.	3.2.36	Характеристика вытеснения по IV объекту	221
95.	3.2.37	Характеристика вытеснения по V объекту	222
96.	6.1.1	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)	295
97.	6.1.2	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)	295
98.	6.1.3	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)	296
99.	6.1.4	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (IV объект)	296
100.	6.1.5	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (V объект)	297

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
101.	6.1.6	Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины	299
102.	6.1.7	Устьевая арматура УЭЦН	303
103.	6.3.1	Схема системы сбора продукции на месторождении Акшабулак Центральный	310
104.	6.3.2	Принципиальная схема технологического процесса подготовки продукции месторождения Акшабулак Центральный	312
105.	6.3.3	Технологическая схема ЦППН месторождения Акшабулак Центральный	313
106.	6.5.1	Технологическая схема системы ППД месторождения Акшабулак Центральный	321
107.	7.1.1	Профиль по скважине 488Н	329
108.	7.1.2	Профиль по скважине 494	331
109.	10.1	Роза ветров	354
110.	11.1	Структурная карта по горизонту М-П-1 (интерпретация сейсмике 2019 г, ТОО «PGS»)	365
111.	12.1.1	Карта разработки участка работ для применения ПОТ	368

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	377
2.	2.3.2	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	381
3.	2.3.3	Физико-химические свойства стабильного конденсата	383
4.	2.3.4	Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования	384
5.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1	385
6.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1	385
7.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1	386
8.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1	386
9.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1	387
10.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1	387
11.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 1	388
12.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки IV объекта.	388
13.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 1	389
14.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 1	389
15.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1	390
16.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 1	390
17.	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2	391
18.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2	391
19.	4.1.15	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2	392
20.	4.1.16	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2	392
21.	4.1.17	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 3	393
22.	4.1.18	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2	393
23.	4.1.19	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2	394
24.	4.1.20	Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 2	394
25.	4.1.21	Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 2	395
26.	4.1.22	Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 2	395
27.	4.1.23	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2	396
28.	4.1.24	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 2	396

1	2	3	4
29.	4.2.1	Капитальные вложения, 1 вариант	397
30.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 1 вариант	397
31.	4.2.3	Производственный доход, 1 вариант	397
32.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 1 вариант	398
33.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант	400
34.	4.2.6	Капитальные вложения, 2 вариант	400
35.	4.2.7	Бюджетная эффективность, 2 вариант	401
36.	4.2.8	Производственный доход, 2 вариант	401
37.	4.2.9	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант	402
38.	4.2.10	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант	405
39.	14.1	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Акшабулак Центральный	407
40.	14.2	Локальная смета репер с тумбой	408
41.	14.3	Перечень выполняемых работ при демонтаже оборудования, зданий и сооружений	410

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1.	Геологический профиль по линии I-I/	1	1	1:25 000 1: 5 000	н/с
2.	Геологический профиль по линии II-II/	2	1	1:25 000 1: 5 000	н/с
3.	Геологический профиль продуктивной части по линии I-I/	3	1	1:15 000 1: 5 000	н/с
4.	Геологический профиль продуктивной части по линии II-II/	4	1	1:15 000 1: 5 000	н/с
5.	Геологический профиль продуктивной части по линии III-III/	5	1	1:15 000 1: 5 000	н/с
6.	Схема обоснования ВНК продуктивных горизонтов М-I, М-II	6	1	1: 500	н/с
7.	Схема обоснования ВНК подгоризонта Ю-0-1	7	1	1: 500	н/с
8.	Схема обоснования ВНК подгоризонта Ю-0-2	8	1	1: 500	н/с
9.	Схема обоснования ВНК продуктивного горизонта Ю-I	9	1	1: 500	н/с
10.	Схема обоснования ВНК продуктивного горизонта Ю-II	10	1	1: 500	н/с
11.	Схема обоснования ВНК продуктивных горизонтов Ю-III, Ю-IV, PZ	11	1	1: 500	н/с
12.	М-I - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1	1:25 000	н/с
13.	М-II-1 - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1	1:25 000	н/с
14.	М-II-2 - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	14	1	1:25 000	н/с
15.	Ю-0-1А - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1	1:25 000	н/с
16.	Ю-0-1Б - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	16	1	1:25 000	н/с
17.	Ю-0-2 - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1	1:25 000	н/с

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
18.	Ю-I продуктивный горизонт, пласт А Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	18	1	1:25 000	н/с
19.	Ю-I продуктивный горизонт, пласт Б Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	19	1	1:25 000	н/с
20.	Ю-II - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	20	1	1:25 000	н/с
21.	Ю-III - продуктивный горизонт, пласт Ю-IIIа Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	21	1	1:25 000	н/с
22.	Ю-III - продуктивный горизонт, пласт Ю-III Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	22	1	1:25 000	н/с
23.	Ю-IV - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	23	1	1:25 000	н/с
24.	PZ-PR - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	24	1	1:25 000	н/с
25.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по I объекту	25	1	1:25 000	н/с
26.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по II объекту	26	1	1:25 000	н/с
27.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по III объекту	27	1	1:25 000	н/с
28.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по IV объекту	28	1	1:25 000	н/с
29.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по V объекту	29	1	1:25 000	н/с
30.	Карта изобар по I объекту	30	1	1:25 000	н/с
31.	Карта изобар по II объекту	31	1	1:25 000	н/с
32.	Карта изобар по III объекту	32	1	1:25 000	н/с
33.	Карта изобар по IV объекту	33	1	1:25 000	н/с
34.	Карта изобар по V объекту	34	1	1:25 000	н/с
35.	Карта проектных и пробуренных скважин по I объекту	35	1	1:25 000	н/с
36.	Карта проектных и пробуренных скважин по II объекту	36	1	1:25 000	н/с

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
37.	Карта проектных и пробуренных скважин по III объекту	37	1	1:25 000	н/с
38.	Карта проектных и пробуренных скважин по IV объекту	38	1	1:25 000	н/с
39.	Карта проектных и пробуренных скважин по V объекту	39	1	1:25 000	н/с
40.	Карта проектных и пробуренных скважин по VI объекту	40	1	1:25 000	н/с
41.	Карта проектных и пробуренных скважин по VII объекту	41	1	1:25 000	н/с

Всего - 41 гр.прил. на 41 л., н/с - 41.

РЕФЕРАТ

Работа содержит всего 433 страниц, 160 таблиц, 110 рисунка, 41 табличных приложений, 41 графических приложений.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ВОДА, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, БАЛАНСОВЫЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЗАКОН О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ, КАЗАХСТАНСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ.

Цель работы - обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти месторождения Акшабулак Центральный.

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояние разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены три варианта разработки.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Область применения - месторождение Акшабулак Центральный.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Акшабулак Центральный является ТОО «СП «Казгермунай», имеющее лицензию серии МГ №2А от 19.03.1997г и Контракт №39 от 09.11.1993г с дополнением №7 от 19.05.2023г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья на месторождении со сроком завершения контракта на недропользование 1 марта 2034г.

Цель составления настоящего проектного документа заключается не только в формировании рациональной системы разработки месторождения Акшабулак Центральный, базирующейся на обновленной геологической основе, утвержденной в рамках «Пересчета запасов...» в 2021г, но также и с целью создания проектной основы для продления договора недропользования согласно утвержденной типовой форме, с включением расчета стоимости ликвидации месторождения, расчета годовых выплат, требуемых для формирования ликвидационного фонда, которое необходимо запускать за 2 года до завершения срока действия текущего контракта, так как суммарные запасы нефти на месторождениях ТОО «СП «Казгермунай», разрабатываемых в рамках единого договора, превышают 100 млн.т.

Нефтяное месторождение Акшабулак Центральный открыто в 1989г по результатам бурения поисковой скважины №7.

Структура выявлена и подготовлена под глубокое поисково-разведочное бурение Турланской геофизической экспедицией. Поисково-разведочные работы на месторождении проведены ГХК «Сеним». Промыслово-геофизические исследования в скважинах выполнялись Тюлькубасской экспедицией ГИС. В 1993г было организовано СП «Казгермунай» с правами доразведки и разработки месторождений Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный, Нуралы и Аксай.

Впервые на месторождении Акшабулак Центральный подсчет запасов нефти проводился по состоянию изученности на 01.09.95г по продуктивному горизонту Ю-III, по результатам бурения 16 скважин.

На основе данного подсчета в 1996г был составлен Проект пробной эксплуатации, реализация которого была начата в 1998г.

В 1998г ТОО «Мунай-Консалтинг» был произведен подсчет запасов по всем горизонтам месторождения Акшабулак Центральный.

В 2001г институтом «НИПИнефтегаз» был составлен «Проект ОПР месторождения Акшабулак Центральный» на горизонты М-II-1+М-II-2 (северный блок) и Ю-III, утвержденный ЦКР РК 14.06.01г сроком на 5 лет.

В 2002-03гг проводились сейсмические исследования 3Д на площади 251,2 км².

В 2003г был выполнен и принят ЦКР отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта ОНР».

В 2004г по результатам сеймики 3Д и бурения скважин институтом ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» был выполнен и утвержден ГКЗ подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 01.01.2004г.

В 2004г АО «НИПИ «Каспиймунайгаз» была составлена и утверждена ЦКР «Технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Центральный».

В 2005г по результатам появившихся новых данных, посредством бурения скважин, компанией «ЕЕГ» была произведена повторная интерпретация сеймики 3Д.

В 2006 и 2008гг ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнены отчеты «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки» и утверждены ЦКР.

В 2009г был составлен и утвержден ЦКР отчет «Анализ разработки месторождения Акшабулак Центральный».

В 2010г по результатам переинтерпретации сеймики 3Д и бурения скважин ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 02.01.2010г и утвержден ГКЗ. В том же году на базе новой геологической модели и запасов углеводородов был составлен новый проектный документ «Уточненная технологическая схема разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИНТ РК.

В 2012г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемой разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», который был утвержден Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (Протокол №26 от 20.09.2012г). В данном отчете, согласно полученным результатам изменения геологического строения и учитывая текущее состояние разработки месторождения, была выполнена корректировка прогнозных показателей на 2012-2013гг.

По результатам выполненных мероприятия по доразведке горизонта Ю-II в 2013г был выполнен отчет «Перевод запасов... горизонта Ю-II месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный ГКЗ РК (Протокол №1306-13-У от 16.07.2013г). Геологические и извлекаемые запасы были увеличены за счет прироста площади нефтеносности.

В том же году был составлен «Анализ разработки месторождения...» с целью уточнения геологического строения по результатам бурения новых скважин и внедрения в

разработку возвратного объекта (горизонт Ю-II), геологическое строение, и соответственно запасы нефти, которого уточнялись в рамках «Перевода запасов...» (2013г). Работа была утверждена Комитетом геологии и недропользования РК (исх. письмо КомГео 17-04-2230-и от 04.12.2013г).

В 2014г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки...», где корректировались уровни технологических показателей за 2014-2015гг. Работа была утверждена Комитетом геологии и недропользования РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (протокол №53/10 от 21.11.2014г).

В 2015г в ГКЗ РК был утвержден отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан» (Протокол №1594-15-У от 29.09.2015г), составленный институтом ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» по состоянию изученности на 02.01.2015г на основе проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбор и анализ кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов. В результате пересчета промышленные геологические запасы нефти сократились на 2%, извлекаемые запасы увеличены на 6,6%.

В 2015г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» на основе «Пересчета запасов...» составлен «Проект разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИиНТ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (протокол №68/5 от 19.02.2016г).

В 2017г в ГКЗ РК утвержден отчет «Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивных горизонтов М-II-2 и Ю-III месторождения Акшабулак Центральный» (Протокол №1815-17-У от 02.06.2017г), составленный институтом ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» по состоянию изученности на 01.12.2016г на основе проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбор и анализ кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов.

В 2017г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИР РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №92 от 28.11.2017г, в котором проектные показатели разработки месторождения утверждены на период 2017-2019гг.

В 2018г филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г.Атырау

составлен отчет «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан», по состоянию изученности на 02.01.2018г, при этом ГКЗ РК запасы были утверждены по горизонтам Ю-Ша и Ю-Ш (протокол №1979-18-У от 13.11.2018г).

В 2019г ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №16/19 от 28-29.11.2019г по состоянию изученности на 01.01.2019г.

В 2020г ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был составлен «Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку ...» в рамках договора №405160/ДГ20-ДГР-028-0358//97/2020АТ от 13.04.2020г.

В 2021 году АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан», по состоянию изученности на 02.01.2021г (Протокол ГКЗ №2385-21-У от 07.12.2021г). В рамках пересчета запасов в целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по категории В+С₁ в сравнении с Государственным балансом уменьшились на 4877 тыс.т (5,1%), извлекаемые запасы нефти уменьшились на 1680 тыс.т (1,9%).

В 2021 году выполнен «Проект разработки...» (Протокол ЦКРР РК 23/6 от 24 февраля 2022 г) и согласован до конца рентабельного периода, при этом технологические показатели по II варианту разработки утверждены на период с 2022 года по 2024 год.

Настоящее «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» выполнен Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках договора Договор №797120/2022/1 от 23.12.2022г согласно Техническому заданию, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и РД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Целью данного проекта является принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства РК о недрах и недропользовании.

Авторы отчета выражают благодарность сотрудникам геологической службы ТОО «СП «Казгермунай» за предоставление геологической и технической информации, для составления отчета.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Акшабулак Центральный расположено в Сырдарьинском (бывшем Теренозекском) районе Кызылординской области Республики Казахстан

Географически площадь расположена в южной части Торгайской низменности.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалгаш, Карсакпай, расположенные в 120 км, Жусалы - в 140 км на юго-запад и пос. Сатпаево - в 200 км. Расстояние от месторождения Акшабулак Центральный до областного центра г. Кызылорда составляет 120 км. На расстоянии около 250 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент. В 75 км на северо-запад расположено крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с выходом нефтепровода через Каракойын на нефтеперерабатывающий завод ШНОС города Шымкента (рис.2.1, 2.2).

От вахтового поселка месторождения Кумколь до месторождения Акшабулак Центральный проложена асфальтированная дорога, остальные дороги на площади работ грунтовые.

Район работ является слабозаселенным. В орографическом отношении район представляет собой низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 110 до 147 м над уровнем моря.

Климат района резко континентальный, сухой, с большими колебаниями дневных и сезонных температур. Максимальные температуры летом $+30$ $+35^{\circ}\text{C}$, минимальные зимой - 35 - 38°C , годовое количество осадков 115-150 мм. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время - метели и бураны.

Речная сеть и поверхностные источники водоснабжения в районе отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские воды верхнего мела, имеющие дебиты от 5 до 16 л/сек, с минерализацией до 3 г/л.

Животный мир и растительность представлен видами, типичными для полупустынь.

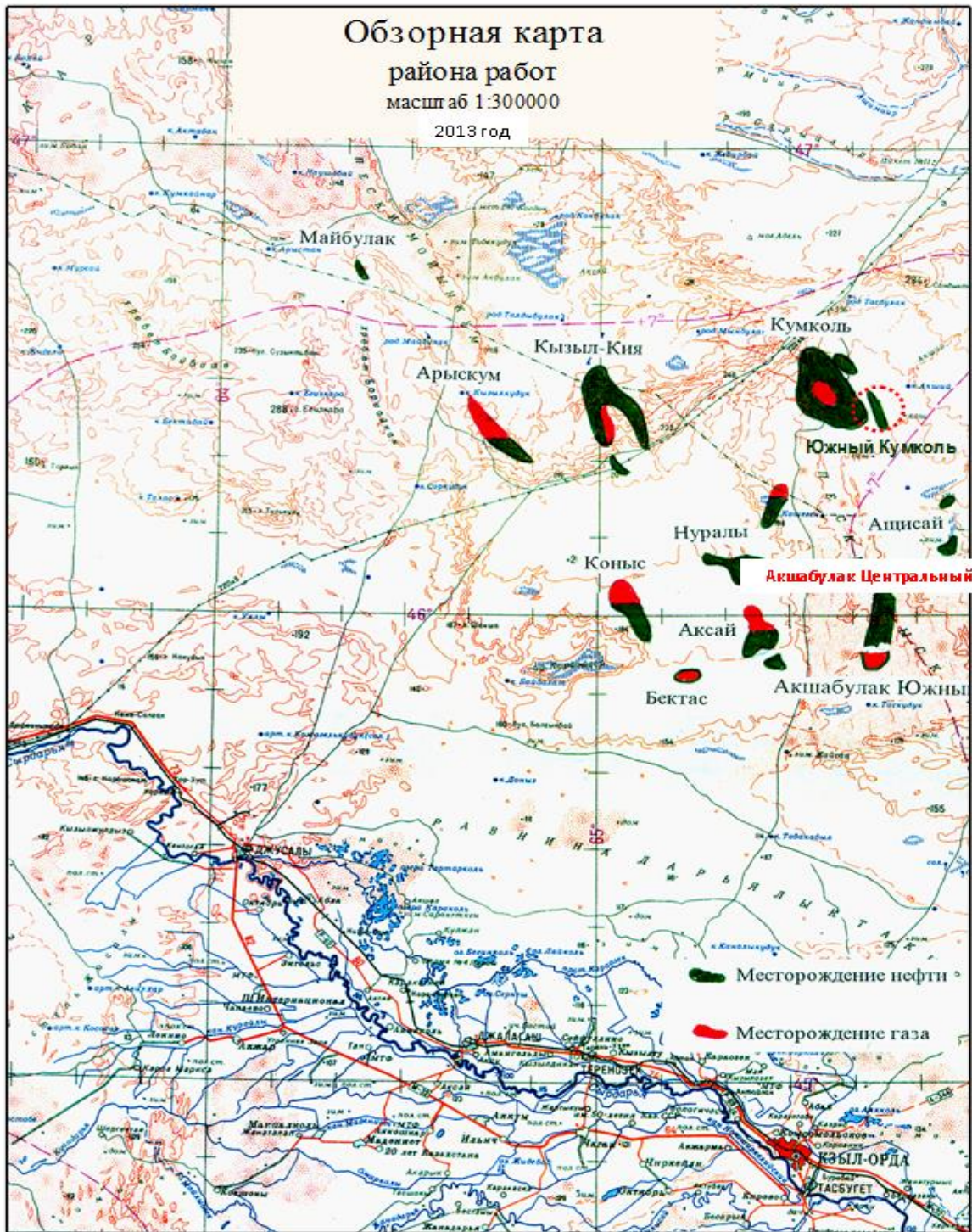


Рис. 1.1 - Обзорная карта

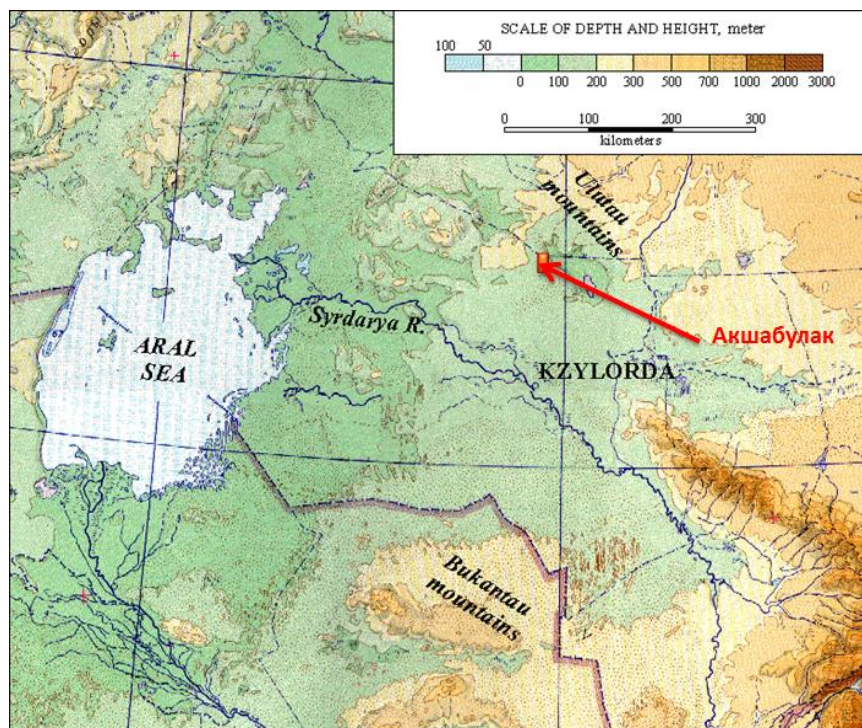


Рис. 1.2 - Месторождение Акшабулак на гипсометрической карте Восточного Приаралья (Веселов В.В.)

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В строении района и месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойско-нижнепалеозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый, плиоцен-четвертичный плитные яруса, отличающиеся тектоническим режимом формирования.

На рисунках ниже представлены стратиграфический (Рис.2.1.1) и сводный геологический разрезы (Рис.2.1.2) продуктивной части Акшабулакского месторождения с привязкой к основным отражающим горизонтам Арыкумского прогиба.

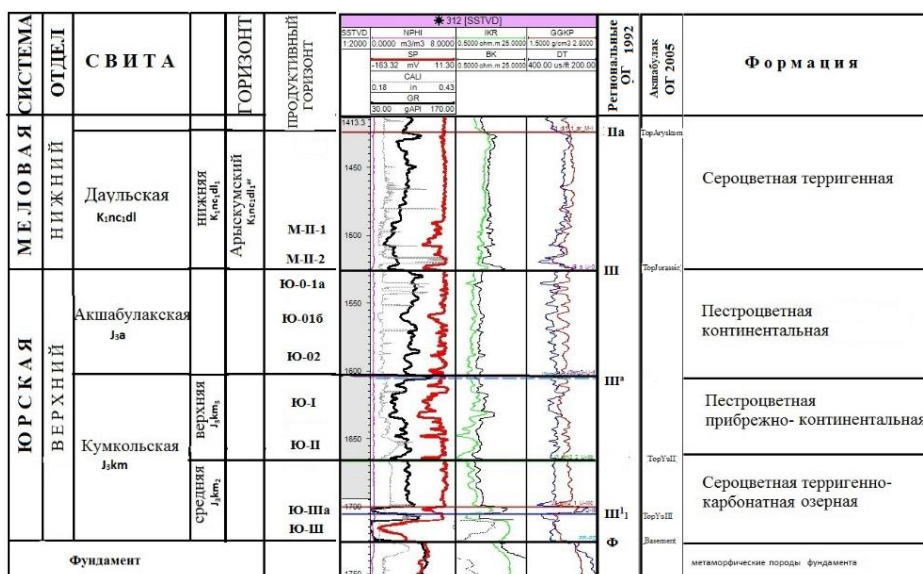


Рис. 2.1.1 - Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения
Фундамент-PR-PZ

Породы фундамента представлены гнейсами, хлорито-сирицитовыми, глинистыми сланцами и кварцитами. По имеющимся образцам керна породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания и представляют собой вторичные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В пределах месторождения Акшабулак в 61 скважинах вскрыты прослой пород палеозойского комплекса, определенные по керну как породы нижнего карбона, представленные известняками, мергелями, доломитами серыми и темно-серыми аргиллитами, алевролитами.

Максимальная вскрытая толщина на текущий момент достигает до 165,9м в скважине №7.

В региональном плане отложения фундамента имеют хорошую перспективу, что доказано по результатам бурения и испытания скв. №9, и №18, где из выветренной части фундамента получены фонтанные притоки нефти дебитами соответственно 29,4 м³/сут и 16,4 м³/сут.

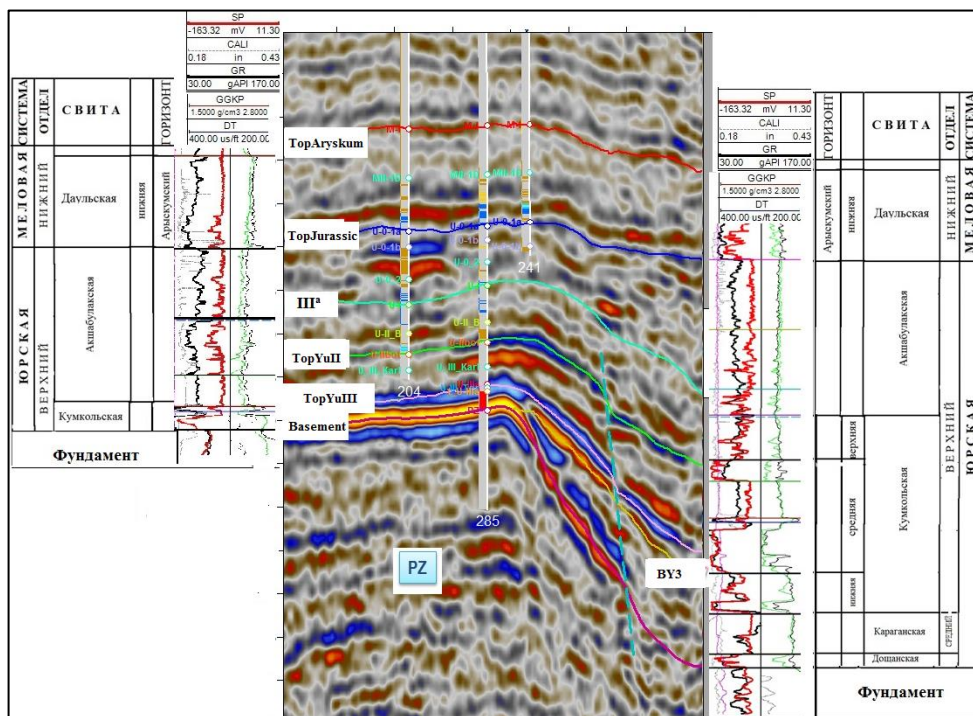


Рис. 2.1.2 - Сводный геологический разрез отражающих горизонтов

Изучение геологического строения разреза палеозойских, юрских и меловых отложений, на основе интерпретации поля отражённых волн, проводилось по следующим целевым отражающим горизонтам:

- I – отражающий горизонт в подошве отложений палеогена.
- II – отражающий горизонт в подошве отложений турон-сенона.
- Паг – отражающий горизонт в кровле арыскупского горизонта.
- М-II – отражающий горизонт на уровне мелового продуктивного горизонта М-II.
- III – отражающий горизонт в подошве арыскупского горизонта.
- U-Ib – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-Iб.
- U-II – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-II.
- U-III – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-III.
- IV – отражающий горизонт в кровле карагансайской свиты.
- IV' – отражающий горизонт в кровле дошанской свиты.
- PZ – отражающий горизонт в подошве мезозойского комплекса.

- C2-3 – условный горизонт в кровле пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.
- C1t – условный горизонт внутри пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.
- D3 – условный горизонт в нижней части пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.

Нижние 3 горизонта в палеозойском комплексе не освещены бурением и не имеют четкой стратификации, поэтому имеют статус «условных горизонтов». Ввиду сложного геологического строения и больших глубин залегания, интерпретация данных условных горизонтов носила фрагментарный характер.

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J) представлена только *верхним отделом (J₃)*.

В разрезе юрских отложений выделяется три ритмокомплекса: нижний в составе бектасской и айбалинской свит, средний – в составе дощанской (нижний-средний отделы) и карагансайской свит и верхний – в составе кумкольской и акшабулакской свит. Нижний и средний ритмокомплексы в пределах площади месторождения отсутствуют.

В строении Акшабулакского выступа участвует верхний ритмокомплекс в составе кумкольской и акшабулакской свит. По спорово-пыльцевым комплексам возраст отложений кумкольской свиты, определен как оксфорд-келловейский, акшабулакской - титон-кимериджский.

Оксфордский + келловейский ярусы - J_{3o}+k₁

Кумкольская свита -J_{3km}

В Арыкумском прогибе кумкольская свита расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита развита только во внутренних частях грабен-синклиналей.

Нижнекумкольская подсвита (J_{3km1}). На Акшабулак Центральном подсвита вскрыта в 14 скважинах (№№ 12, 19, 257, 286, 308, 331, 333, 338, 419, 430, 447, 449, 462, 479). Верхняя часть пачки (15-20 м) представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зеленые, иногда переходящие в алевролиты, с прослоями алевролитов, песчаников. Встречаются тонкие прослои угля. По керну отмечаются плоскости скольжения. К нижней части приурочена пачка песчаников, достигающая 44 м (скв. №19). Песчаники серые, массивные, среднезернистые, кварц-полевошпатовые, цемент глинисто-карбонатный. Толщина подсвиты варьирует от 15 до 46,7м. К пачке приурочен горизонт Ю-IV.

Среднекумкольская подсвита (J_{3km2}) в свою очередь расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт ($J_3km_2^1$) в основании разреза сложен песчаником светло-серым, разнозернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком, переходящим в гравелит с размером обломков от 2мм до 1,5см. Толщина слоя достигает 23м. На большей части площади отложения горизонта залегают на поверхности фундамента. К песчаной пачке приурочен продуктивный горизонт Ю-III, который литологически разделяется на два пласта: терригенный Ю-III и карбонатный Ю-IIIа.

Терригенный пласт Ю-III – залегает в основании разреза и представлен песчаником светло-серым, разнозернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком.

Карбонатный пласт Ю-IIIа сложен известняками светло-серыми, часто с тонкими прослоями алевролита и песчаника.

Пережимом являются гравелит и глины зеленовато-серые, алевролитистые.

В подошве среднекумкольской подсветы по сейсмике 3Д прослеживается отражающий сейсмический горизонт “ВУ3”.

Верхний горизонт ($J_3km_2^2$) представлен темно-серой глиной и является покрывкой для горизонта Ю-III. Толщина его варьирует в пределах 21,7-76,1м.

В западной части структуры Акшабулак горизонт полностью выпадает из разреза и верхнекумкольская подсвета залегает на поверхности фундамента.

Верхнекумкольская подсвета (J_3km_3) расчленяется на три пачки: нижнюю преимущественно песчаную, среднюю глинистую и верхнюю глинисто-песчаную.

Нижняя пачка сложена песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слабо сцементированными глинистым цементом, переходящими в пески. Местами отмечаются прослои темно-серых, глинистых алевролитов, реже глин. Толщина пачки 12,2-40,4м. В разрезе нижней пачки выделяется продуктивный горизонт Ю-II. В подошве пачки по данным 3Д прослеживается отражающий сейсмический горизонт “ВУ2”, соответствующий ОГ IIIа.

Средняя пачка представлена темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами с отдельными прослоями, и линзами мелкозернистых песчаников, слабосцементированных глинистым цементом и тонких прослоев плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе. Отложения средней пачки являются разделом продуктивных горизонтов Ю-II и Ю-I. Толщина пачки изменяется от 8 до 34 м.

Верхняя пачка глинисто-песчаная на большей части площади представлена переслаиванием темно-серых и серых слабосцементированных песчаников кварцево-полевошпатовых на глинистом и карбонатно-глинистом цементе, глинистых алевролитов и глин с преобладанием глинистых алевролитов. К верхней пачке на обоих сводах приурочен

продуктивный горизонт Ю-I. Толщина пачки 20,9-42,6 м. Общая толщина подсветы изменяется от 23,5 до 84,35м.

Титонский+кимериджский ярусы - J_{3tt}+km

Акшабулакская свита - J_{3ak}

В Арыкумском прогибе свита расчленяется на две подсветы: нижнюю и верхнюю. В пределах свиты получили развитие древние русла палеорек различной направленности и характеризующихся мощными скоплениями песка и песчаника с хорошей проницаемостью и нефтенасыщенных по данным ГИС и испытаний скважин.

Общая толщина акшабулакской свиты варьирует в пределах 62-125,42м.

По данным пробуренных скважин в пределах свиты получил развитие продуктивный горизонт Ю-0, который в свою очередь делится на Ю-0-1 (пласты А и Б) и Ю-0-2.

Нижняя подсвета на площади Акшабулак Центральный делится на три части. В нижней части сложена пачкой серых глин и глинистых алевролитов, содержащих линзы мелкозернистого песчаника, иногда нефтенасыщенного. Толщина изменяется в пределах 5-18 м. Средняя часть сложена преимущественно глинистыми алевролитами с прослоями тонкозернистого, плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе и песка. В средней и нижней частях пачки встречаются песчаные прослои с высокими ФЕС. Толщина изменяется в пределах 19-27,2м. Верхняя часть сложена зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами. Толщина пачки в пределах 4-18,5м.

К нижней подсвете приурочен продуктивный пласт Ю-0-1б.

Верхняя подсвета сложена пестроцветными (фиолетовыми, коричневыми, серыми, желтыми) глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников в верхней части.

Меловая система (К). Отложения расчленяются на нижний отдел в составе: даульской свиты неокома, карачетауской свиты верхнего апта – нижнего – среднего альба, кызылкиинской свиты верхнего альба-сеномана и верхний отдел в составе: балапанской свиты нижнего турона, нерасчлененных отложений верхнего турона сенона.

Нижний отдел - K₁

Даульская свита (K_{1ne}dl) по литологическому составу пород делится на нижнюю и верхнюю подсветы. *Нижнедаульская подсвета (K_{1nc}dl₁)* в свою очередь разделяется на два горизонта, нижний из которых (арыкумский *K_{1nc}dl_{1ar}*) представляет базальную толщу нижнего мела, залегающего с угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях акшабулакской свиты.

Арыкумский горизонт (K_{1nc}dl_{1ar}) в нижней части представлен базальным слоем, сложенным переслаиванием коричневых и серых слабосцементированных разнозернистых

песчаников, и коричневых глинистых алевролитов. В южной части площади песчаники переходят в гравелиты. Песчаники кварцево-полевошпатовые с глинистым цементом. К этой пачке приурочены продуктивный горизонт М-II, разделенный локальной покрывкой из глинистых алевролитов. Толщина пачки 30-49м. Верхняя пачка сложена слабокарбонатными алевролитистыми глинами. Толщина ее достигает 46-69м.

Общая толщина арыкумского горизонта уменьшается с северо-востока на юго-запад от 136,6 до 87,9м. В горизонте прослеживается опорный сейсмический отражающий горизонт. В кровле арыкумского горизонта прослеживается опорный отражающий горизонт "BULD", соответствующий номенклатуре Παγ.

Верхний горизонт представлен красноцветными глинами с прослоями алевроитов. Толщина горизонта изменяется не значительно от 122,4 до 156,2м.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc1d1}^2) по литологическому составу представлена тремя пачками. Нижняя пачка сложена преимущественно буровато-коричневыми песками с невыдержанными по толщине прослоями глинистых алевролитов и глин (150-160м). В средней пачке преобладают коричневые алевролиты и глины с невыдержанными прослоями слабосцементированных песчаников и песков (100-110м). Верхняя пачка представлена переслаиванием серых песчаников на карбонатном цементе, глинистых алевролитов и глин (90-130м). К кровле подсвиты приурочен ОГ-Па.

Аптский-среднеальбский ярусы

Карачетауская свита (K_{1a-a1_2}). К основанию свиты, приурочена пачка серых и темно-серых песков и гравелитов, толщина которых достигает 80-100м. В средней и в меньшей степени верхней частях разреза развиты прослои темно-серых глин с углистым детритом, с остатками фораминифер. Толщина свиты меняется от 166м, и увеличиваясь на крыльях выступа до 275,7м.

Верхнеальбский+сеноманский ярусы

Кызылкинская свита ($K_{1-2a13-s}$) сложена коричневыми, серыми, зелеными глинистыми алевролитами, глинами с горизонтами песков в средней и верхней частях. К низу свиты, приурочен ОГ-II. Толщина свиты 107,3-431м.

Верхний отдел К2. Отложения верхнего мела представлены морскими сероцветными и континентальными пестроцветными песчаными породами и в меньшей степени алевролитами и глинами. Толщина отдела составляет 245-483,7м.

Кайнозойская эратерма (KZ)

Палеоген (P) представлен нерасчлененной на ярусы сероцветной морской толщей, сложенной глинами, содержащими в нижней части мергели и песчаники, залегающие на

размытой поверхности верхнего мела. Толщина отложений изменяется от 108 до 257м. В подошве палеогена прослеживается отражающий горизонт I.

Плиоцен-четвертичные отложения (N₂-Q) Плиоцен-четвертичные отложения залегают на эродированной поверхности верхнего эоцена, представлены палевыми глинами, суглинками, четвертичные - эоловыми песками. Толщина изменяется от 43 до 87,7 м.

2.1.2. Тектоника

Тектоника с образом палеотектонических реконструкций

Основной структурой, определяющей современный структурный план региона, является Южно-Тургайский внутриконтинентальный рифт как фрагмент единой крупнейшей внутриконтинентальной рифтовой системы, протягивающейся на север в Западную Сибирь и юго-восток в зону Талассо-Ферганского сдвига. В структуре отчетливо выделяются два прогиба: на юге - Арыкумский, а на севере - Жиланчикский, разделенные Мынбулакской седловиной. В Арыкумском прогибе расположены все открытые месторождения. В его пределах в фундаменте прослеживаются относительно узкие грабены триасовых и юрских породам, а меловые и палеогеновые отложения полностью перекрывают прогиб. Здесь выделяются Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская и Бозингенская грабен синклинали с амплитудой 2,0-3,5км. Мощность осадочного чехла обычно не превышает 2,0-3,5км, а максимальная достигает 5,5км (Рис. 2.1.3). Представленная на рисунке линия регионального профиля проходит севернее площади месторождения Акшабулак, расположенного в южной части Акшабулакской грабен-синклинали, ближе к ее западному борту.

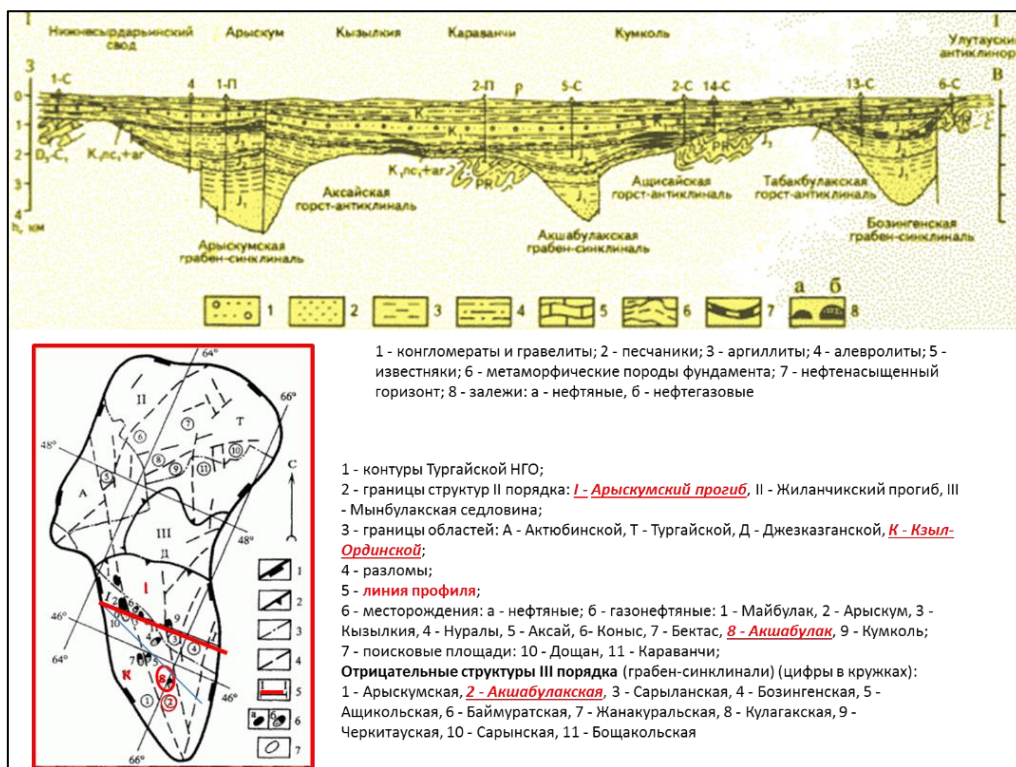


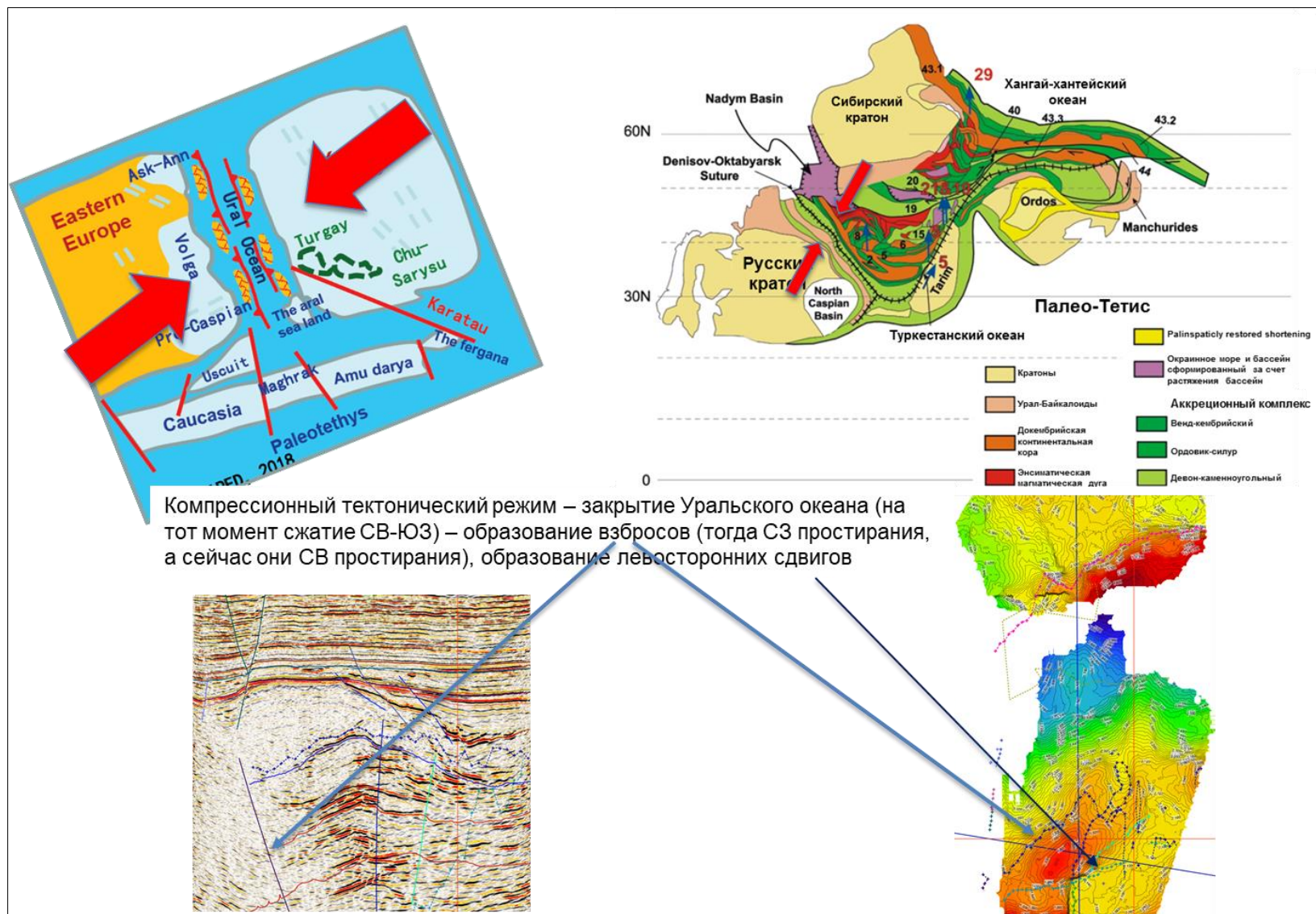
Рис. 2.1.3 - Карта тектонического районирования территории Тургайской НГО и разрез по профилю I-B (В.И. Корчагин 1996 г.)

Краткая описание тектонической эволюции рассматриваемого участка:

- В позднем карбоне – перми в следствие закрытия Уральского океана и столкновения Восточно-Европейской платформы и Казахского континента сформировался компрессионный тектонический режим (направление сжатия СВ-ЮЗ). В этот период на участке Акшабулак залежились взбросы северо-восточного простирания и левосторонний сдвиг на юге участка (Рис. 2.1.4).
- В пермское-позднепермское время продолжающаяся компрессия, приведшая ранее к орогенезу, способствовала скольжению кратонов друг относительно друга и заложению регионального правостороннего сдвига – Каратау-Таласо-Ферганской (КТФ) и его северо-западной части в виде Главного Каратауского разлома. Дальнейшее скольжение привело к компрессионному режиму по направлению СЗ-ЮВ, вероятно сопровождавшееся закрытием Туркестанского океана. Наличие некоего упора со стороны Мынбулакской седловины возможно привело к образованию пологих позднепалеозойских надвигов шарьяжного типа (концепция), имеющих северо-восточное простирание (Рис.2.1.5).
- Конец перми – средняя юра. Завершающий этап герцинского тектогенеза, следствием которого стало заложение Тургайской мезозойской рифтовой системы, образовавшейся в результате подъема и последующего погружения мантийного диапира с проседанием вышележащих блоков. На данном этапе образовались

мезозойские грабены и сбросы субмеридионального и северо-западного направления (Рис.2.1.6).

- *В кумкольское время* в результате правостороннего сдвига по линии КТФ были заложены субширотные взбросы, началось формирование акшабулакских структур и их отделение друг от друга (Рис.2.1.7).
- *В позднем кумколе* – арыскуме образование вторичных сдвиговых нарушений (вероятно Ащисайский правосторонний сдвиг) привело к ситуации, когда рассматриваемый участок оказался под влиянием воздействия между двумя правосторонними сдвигами – КТФ с юго-запада и Ащисайский с северо-востока. Нахождение между двумя правосторонними сдвигами одной направленности создает тектонический режим, близкий к левостороннему сдвигу той же направленности со сжатием по линии запад-восток и горизонтальным смещением по линии ЮЗ-СВ. Как результат, начавшие свое формирование в кумколе складки развернуло против часовой стрелки и немного сместило по горизонтали друг относительно друга (Рис.2.1.7).
- *В аптское и более позднее время* участок оставался под воздействием правостороннего сдвига северо-западной направленности (ГКР). В это время произошла непродолжительная реактивация нарушений, разделяющих северный и южный своды Центрального Акшабалука, а также нарушения между Центральным и Южным Акшабулаком (в раннем меле). Результатом воздействия ГКР стало и образование молодых сбросов субмеридиональной направленности (Рис.2.1.7).



Компрессионный тектонический режим – закрытие Уральского океана (на тот момент сжатие СВ-ЮЗ) – образование взбросов (тогда СЗ простирания, а сейчас они СВ простирания), образование левосторонних сдвигов

Рис. 2.1.4 - Тектонические процессы в позднем карбоне и перми

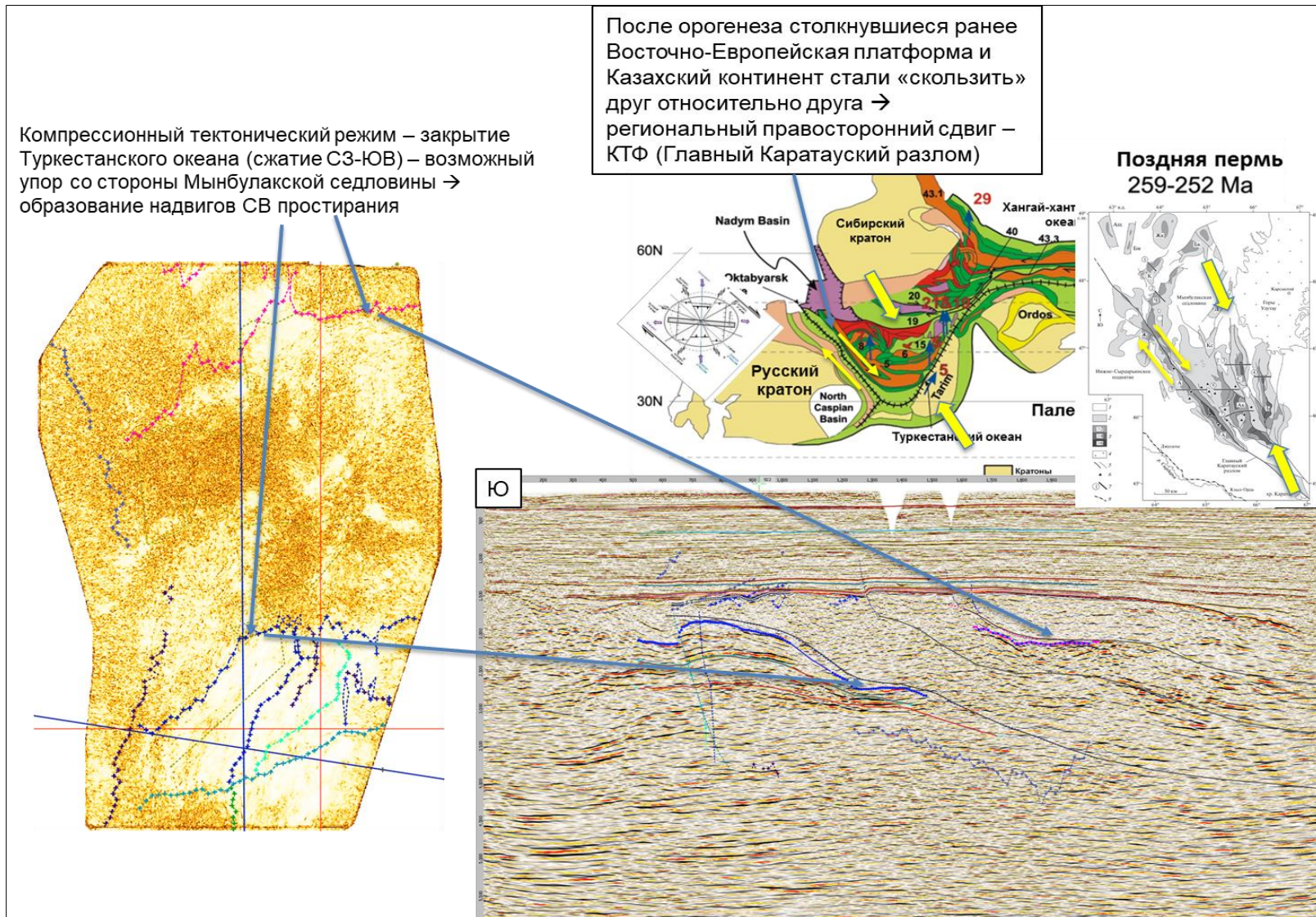


Рис.2.1.5 - Тектонические процессы в поздней перми

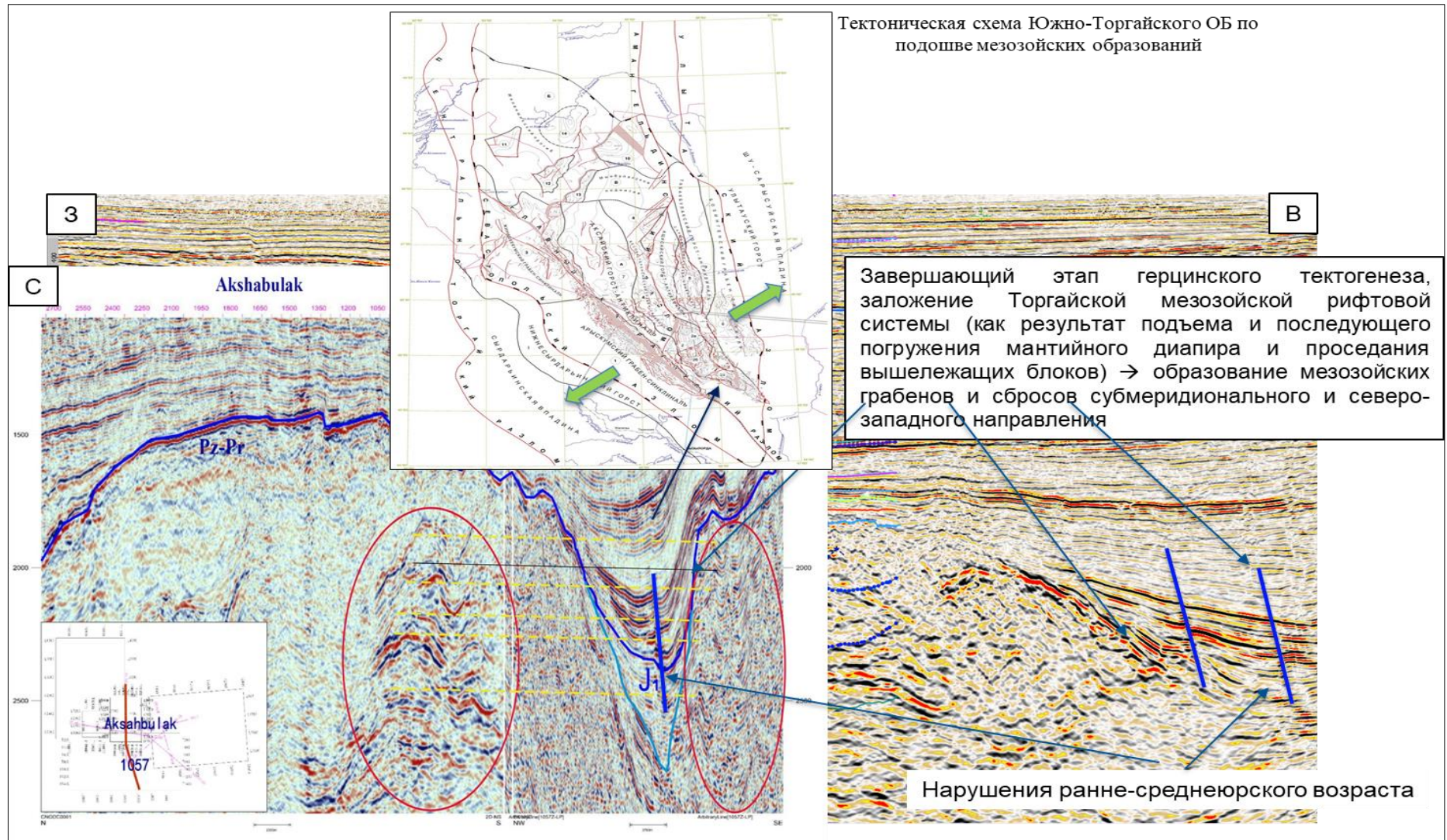


Рис.2.1.6 - Тектонические процессы в поздней перми-средней юре

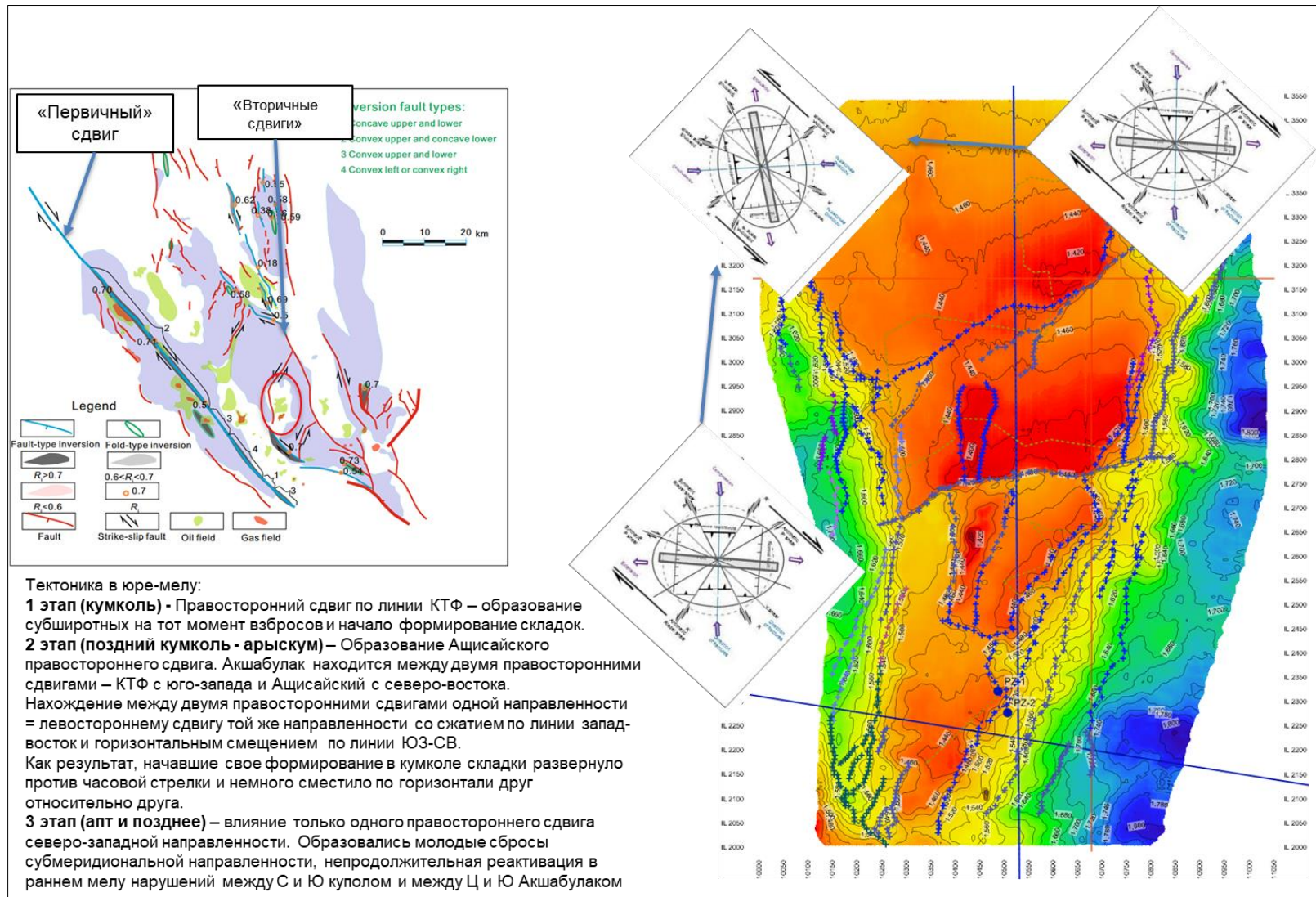


Рис.2.1.7 - Тектонические процессы в кумкольское время и позднее

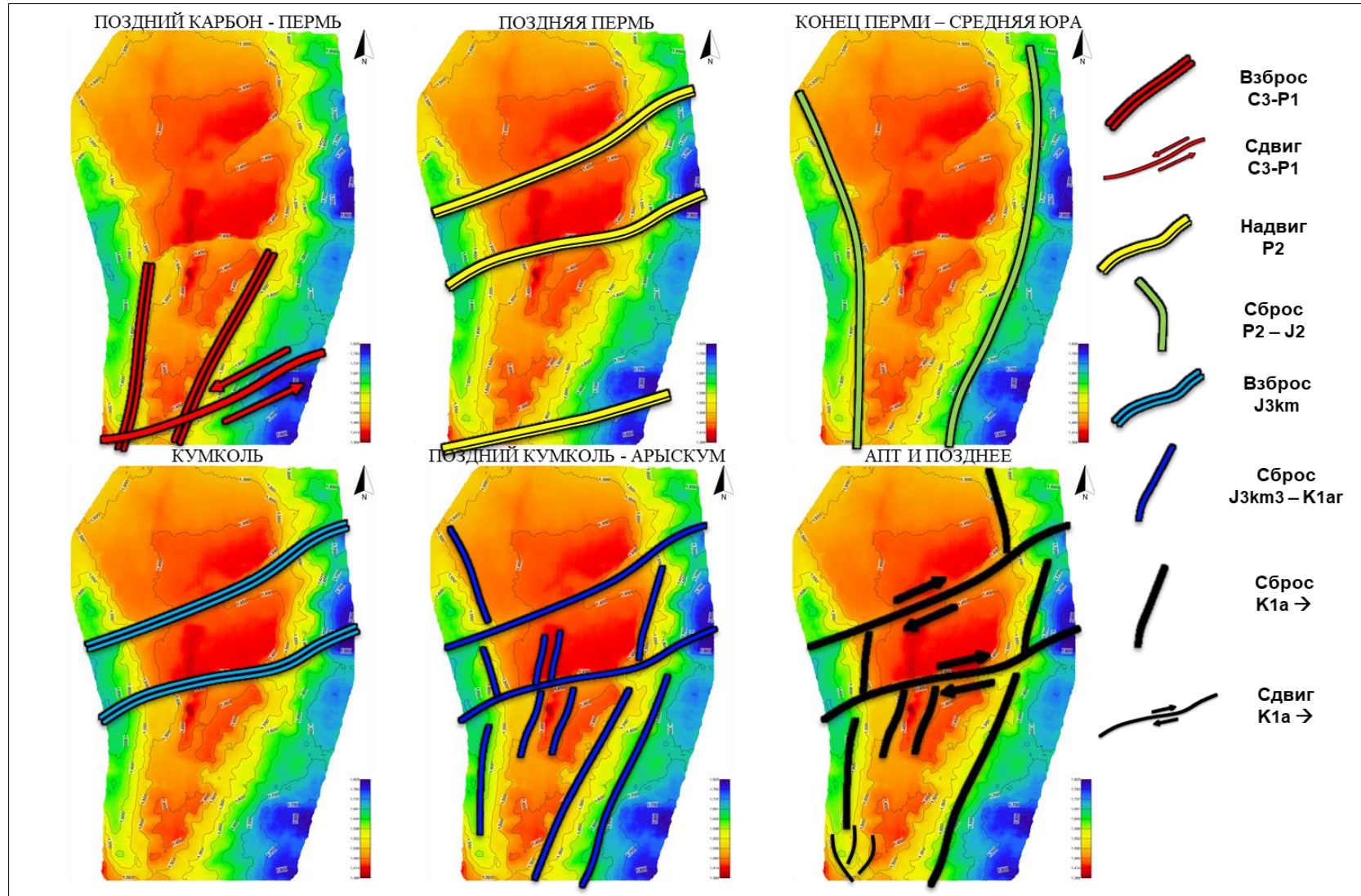


Рис.2.1.8 - Схема основных этапов тектонического развития площади

2.1.3. Нефтегазоносность

По результатам поисково-разведочного разбуривания, детальной попластовой корреляции с привлечением данных ГИС, керна, опробования в разрезе месторождения Акшабулак Центральный в меловом и юрском комплексах выделены 8 горизонтов:

Горизонт	подгоризонт	пласты
М-I		
М-II	М-II-1	М-II-1Д
		М-II-1С
		М-II-1Б
		М-II-1А
	М-II-2	
Ю-0	Ю-0-1	Ю-0-1А
		Ю-0-1Б
	Ю-0-2	
Ю-I		Ю-IA
		Ю-IB
Ю-II		
Ю-III		Ю-IIIa
		Ю-III
Ю-IV		
PZ		

С момента проведения отчета «ПР-2021 г» на месторождении пробурено 8 новых скважин №№480, 483, 484, 485, 486, 487, 488 и 492 и по двум скважинам 216, 218 проведены углубление. Все новые скважины были пробурены до фундамента.

Ниже представлено описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов:

Нижненеокомские продуктивные горизонты

В пределах нижнего неокома выделены продуктивные горизонты М-I и М-II.

Горизонт М-I приурочен к верхней части арыкумского горизонта нижнедаульской подсвиты.

Структура горизонта в целом аналогичен с нижележащим горизонтом М-II-1. По горизонту установлены линзовидные газовые залежи. Основанием для выделения данного горизонта послужило выделение продуктивных коллекторов по данным интерпретации ГИС и результатов испытания двух скважин. После ПЗ-2015 г. горизонт освещен дополнительно 84 скважинами, в 32 из которых выделены газонасыщенные коллектора по ГИС. В процессе освоения скважина 247 отобрано всего 81 м³ жидкости. В конце опробования выход газов с конденсатом со средней обводненностью 1%. Заключение опробования – объект газоконденсатный. Скважина 343 была опробована по рекомендации ГКЗ для определения характера насыщения горизонта М-I. В результате испытания интервала 1574-1576м, на выходе получен газ с конденсатом и проведено комплексное исследование.

Из чила новых прбуренных 8 скважин после «ПР-2021г», только в скважине 488п в пределах горизонта выделена газонасыщенный коллектор с толщиной 3,2 м, а остальные скважины вскрыли зоны глинизации.

Северный свод. В I-блоке газонасыщенные коллектора вскрыла скв.308, с эффективной толщиной 0,8м. Во II-блоке по ГИС газонасыщенный коллектор с толщиной 1м выделяется в скв. 349.

В южном своде по ГИС выявлены 4 залежи газа:

-в районе скв. 353,424, газонасыщенные толщины варьирует от 0,6м до 2,6м. Условно газовый контакт принят на отметке – 1458 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 353.

-в районе скв. 28,507, газонасыщенные толщины варьирует от 0,8м до 3м; газовый контакт условно принят на отметке -1464,8 м по скважине 28.

-в районе скв. 515,363, газонасыщенные толщины варьирует от 0,6м до 2м; газовый контакт усечен на уровне -1451,7 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 221.

-основная залежь по запасам, в районе скв. 22, 28, 214, 247. УГВК принимается на отметке -1462,8м по кровле опробованного водонасыщенного коллектора в скважине 400 на отметке -1462,8м.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщии был проведен статистический анализ.

Таблица 2.1.2 - Характеристика толщин газовых пластов

Толщина	Наименование / горизонт	М-И
Общая	Средняя, м	1,7
	Интервал изменения, м	0,4-6
Газонасыщенная	Средняя, м	1,4
	Интервал изменения, м	0,4-3,4
Водонасыщенная	Средняя, м	3,2
	Интервал изменения, м	3,2

Таблица 2.1.3 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Коэффициенты	Наименование / горизонт	М-И
Песчаность	Интервал изменения, м	0,5-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-4

Продуктивный горизонт М-II делится на два подгоризонта - М-II-1 и М-II-2.

Подгоризонт М-II-1 приурочен к отложениям арыскупского горизонта нижнедаульской подсвиты, коллектора представлены переслаиванием песчанико песков и

алевролитов. В нижней части горизонта встречаются слои плотных гравелитов на глинисто-карбонатном цементе.

Залежь представлена северным и южным сводами к которым приурочены нефтяные пластово-сводовые залежи, тектонически экранированные. Северный свод разделен основными взбросообразующимися разломами F₂ и F₃ на 2 блока: в I-блоке развиты сбросы f₃ и f₄ с юга в северо-восточном направлении; II- блок делится на 2 подблоки разделяющиеся взбросом F₂. Южный свод с юга тектонической экранирован основным взбросом F₁. Залежь осложнена с малоамплитудными параллельными сбросами f₁, f₂, f₅, f₆, f₇. Подгоризонт М-II-1 по условиям осадконакопления делится на 4 пласта: М-II-1д, М-II-1с, М-II-1б, М-II-1а, имеющие единую гидродинамическую связь, т.е. один контакт нефть-вода.

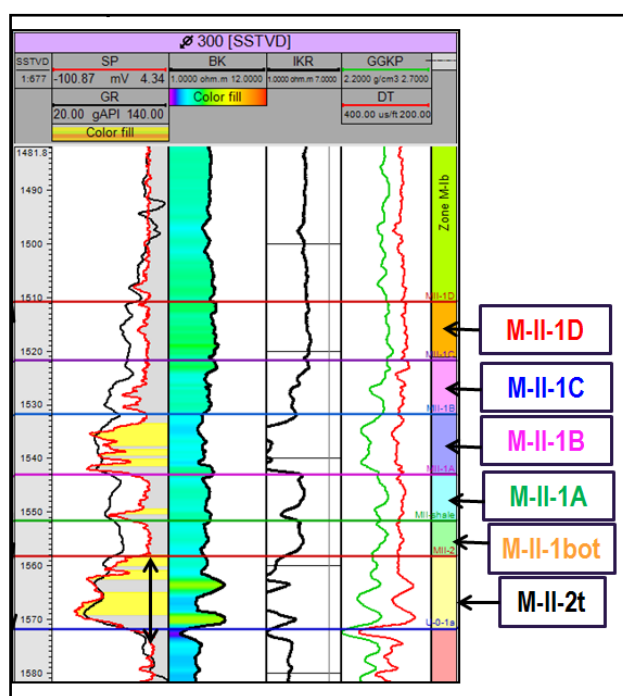


Рис. 2.1.9 - Внутренние разбивки горизонта М-II

Данный подгоризонт опробован в 44 скважинах.

Северный свод, I-блок. Залежь выявлена по результатам бурения и испытанием 91 скважин. Нефтеносность доказана притоком нефти и воды в открытом стволе дебитом 40.5м³/сут в поисковой скважине 7.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ (табл. 2.1.4 и 2.1.5).

Таблица 2.1.4 - Характеристика толщин нефтяных пластов

Толщина	Наименование / горизонт	М-П-1
Общая	Средняя, м	28
	Интервал изменения, м	9-43
Нефтенасыщенная	Средняя, м	7
	Интервал изменения, м	1-19
Водонасыщенная	Средняя, м	6
	Интервал изменения, м	1-18

Таблица 2.1.5 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Коэффициенты	Наименование / горизонт	М-П-1
Песчанистость	Интервал изменения, м	0-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	3-20

При обосновании ВНК принимались во внимание скважины пробуренные до начала разработки, чтобы исключить искажения насыщения вследствие разработки.

I-блок. По результатам опробования скв. 14 в интервале 1616-1656 получили безводную нефть дебитом 34,3 м³/сут при штуцере 9 мм. Подошва опробованного нефтеносного коллектора залегает на отметке -1524м. Также по данной скважине отобран керн в интервале 1646- 1653, керн представлен песчаниками нефтеносными что также подтверждает нефтеносную часть залежи, ниже в интервале 1653-1658 керн представлен аргиллитами и песчаниками водоносными, что соответствует правильности контакта нефть-вода.

Скв. 12 опробован в интервале 1643-1647м, где получен приток безводной нефти, при совместном опробовании 1643-1647 м, 1647-1652 м подсекли ВНК -получен приток нефти и воды. Прямой контакт по ГИС на отметке -1526,1.

В скв. 26 керновый материал в интервалах 1636,7-1641,7; 1641,7-1648,9 представлен песчаником нефтеносным, что также соответствует коллекторам, подошва нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора залегает на отметке -1527,1м. Ниже в интервале 1648,9-1653,9 керн представлен песком водоносным, что также подтверждается результатами ГИС, кровля водонасыщенного коллектора на отметке – 1527,8м.

При испытании интервала 1651-1656м в скв.24 получен фонтанирующий приток безводной нефти дебитом 47,5 м³/сут при штуцере 7мм. После произвели дострел интервала 1661-1665м. При совместном испытании двух интервалов притока не получено, вследствие сильного притока пластовой воды произошло задавка поступающего из интервала 1651-1656 нефти. Подошва опробованного нефтеносного коллектора на глубине –1524,8. Кровля водонасыщенного коллектора на отметке -1531,2м.

Кровля воды на отметке -1526,3м фиксируется в скв. 321, пробуренная в 1997г. до начала разработки.

В скв. 1 произведено испытание в интервалах совместно 1652-1654м, 1660-1670м, в результате получена вода с суточным дебитом 19м³, кровля опробованного водоносного коллектора отбивается на абсолютной отметке -1530,4м.

Подошва нефтенасыщенного по ГИС коллектора в скв. 501 на отметке -1527,2м.

Подошва нефти в скважине 344 по данным ГИС на отметке -1527,3.

ВНК для северного свода принимается наклонным от 1526,1 до -1527,8.

В процессе разработки продуктивного горизонта, по северному своду в скважинах значительная часть пластов обводнена, поэтому при построении карт обводнившиеся пласты, находящиеся выше начального ВНК, учитывались как начальные нефтенасыщенные.

Исходя, из принятого контакта высота нефтяной залежи северного свода 49м.

Для II-блока ВНК принят по отметке -1525м, по подошве нефти скв.347. Скважина опробована в инт.1632,4-1660м, получено нефть с водой с дебитом 37,3м³/сут. Высота залежи блока составляет 29м.

Южный свод. Продуктивность залежи южного свода доказана бурением скважины и результатами опробования 49 скважины с дебитами безводной нефти варьирующих от 0,14 м³/сут (скв. №19) до 280 м³/сут (скв. №203). Для определения работающих интервалов были произведены исследования прибором PLT в 10 эксплуатационных скважинах (213, 214, 219, 221, 222, 223, 236, 237, 241, 247).

Все пробуренные скважины вскрыли водонефтяную зону, за исключением скважины 284 которая оценена как чисто нефтяная.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ (табл. 2.1.6 и 2.1.7).

Таблица 2.1.6 - Характеристика толщин пластов М-II-1

Толщина	Наименование / горизонт	М-II-1
Общая	Средняя, м	39
	Интервал изменения, м	25-44
Нефтенасыщенная	Средняя, м	6
	Интервал изменения, м	1-17
Водонасыщенная	Средняя, м	10
	Интервал изменения, м	3-24

Таблица 2.1.7 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Коэффициенты	Наименование / горизонт	М-II-1
Песчанистость	Интервал изменения, м	0-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	3-16

Обоснование ВНК.

При обосновании уровня ВНК принимались скважины, пробуренные до момента начала разработки, также учитывались уровни вскрытия продуктивных коллекторов по новым скважинам.

По результатам опробования скважины 19 в инт. 1625-1653, 1653-1657 получен приток нефти дебитом 0,14 м³/сут при штуцере 5 мм. Подошва опробованного коллектора на отметке -1519,4м.

В скв. 335 подошва нефтенасыщенного коллектора залегает на отметке -1522м. Скважина 290 вскрывает нефтенасыщенную толщину с подошвой на отметке -1520,9м. Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. №353 на отметке -1521м. Кровля воды в скв. № 22 на отм. -1520м, а в скважине 334, пробуренной до начала разработки, кровля воды по ГИС на отметке -1522,2м. Подошва нефти в скважине 330 по данным ГИС на отметке -1519,3, кровля водонасыщенного коллектора на отметке -1521,2м. Подошва нефти в скв.236 на отметке -1521,6 м.

Скв. 221 подошва нефти на отметке -1521м. По результатам опробования скважины 7 в интервале 1635-1642 получен приток нефти дебитом 21,4 м³/сут, далее при совместном опробовании с интервалом 1645-1651 получен приток нефти и воды, предположительно вода подтянулась из-за близости ВНК. Подошва нефтенасыщенного коллектора -1519,6 м, кровля воды -1521,8 м.

Из новых скважин при обосновании уровня ВНК принимали участие скважин №№500,476,425. Данное время скважиан 425 работает на текущий горизонт, с дебитом нефти 5,9 т. сут. Кровля воды отмечается на уровне -1520,5 м. В скв.476 по результатам интерпретации материалов ГИС нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора на глубине -1528,7 м. В №500 скважине кровля воды начинается с отметки -1526,7 м.

ВНК принимается наклонным на отметках -1522,7м по кровле воды в скважине 334 и на -1528,7м по подошве нефти вновь пробуренной скважины 476. С учетом принятого ВНК высота залежи составила 54м.

Новые скважины 483, 484 и 486 вскрыли залежь в пределах Северного свода, а скважины 480, 485, 487, 488п и 492 вскрыли залежь Южного свода. Эффективные нефтяные толщины по новым скважинам в пределах Северного свода изменяется в пределах 4,9-13,1 м, а по Южному своду от 5,8 до 15,3 м соответственно.

Подгоризонт М-II-2 выделяется в составе нижнеэокомской продуктивной толщи, и приурочен к нижней песчаной пачке арыкумского горизонта. Коллекторы представлены разномерными песчаниками и песками с примесью гравелитов и карбонатов.

Структура горизонта осложнена многочисленными тектоническими нарушениями. Из них основные взбросы F_2 и F_3 приурочены к северному своду, взброс F_1 - к южному своду. Также в пределах сводов с юга в северном направлении развиты параллельные разломы сбросового типа.

Залежь *Северного свода* выявлена по результатам бурения 68 скважин. Нефтеносность доказана промышленными притоками в скважине 11, где при опробовании интервала 1649-1657 получен безводный приток нефти дебитом $50,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ при 3 мм штуцере.

В разные годы проводились опробования в 26 скважинах, из них дифференцированно на М-II-2 опробованы: 11 скважин в обсадной колонне (скв. 11, 13, 14, 227, 228, 413, 415, 442, 443, 444, 419) и 6 скважины (скв. 29, 202, 307, 312, 419, 438) в открытом стволе с дебитами от $12,3$ (скв. 29) до $177,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ (скв. 312), а остальные 11 скважин (скв. 11, 201, 211, 224, 225, 306, 422, 428, 436, 437, 478) совместно с М-II-1. Нефть с водой получена из 3 объектов в скв. 13, 224, 228, 413, 442, 443 и 444.

В процессе бурения подгоризонт испытан в шести скважинах (скв. 29, 202, 307, 312, 419, 438), из них скважина 312, 419, 438 - совместно с горизонтом М-II-1. Во всех скважинах получены притоки нефти с дебитами варьирующими от 20 до $177,7 \text{ м}^3/\text{сут}$.

ВНК принят на отметке -1545,5м по подошве нижней опробованной нефти в скв. 13. Данная отметка подтверждается скв. 14, где подошва коллектора, давшего безводную при опробовании нефть дебитом $137,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ при 9 мм штуцере залегает на отметке -1544,4 м. Подошва нефти по ГИС наблюдается в скважинах 365 и 366 на отметках -1544,8м и -1544 соответственно. Скважина 29 вскрыла нефтенасыщенный пласт с подошвой на глубине - 1537,6м. Подошва нефти в скважине 240 на отметке -1543,1м.

Кровля водонасыщенного коллектора в скв. 26 вскрыта на отметке -1550м. Высота залежи 24,7м.

Из числа 3 новых скважин, пробуренных в пределах Северного свода, в скважине 486 по ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор, а в двух скважинах 483, 484 по ГИС выделены водонасыщенные коллектора, что показывает обводнение данных участков продуктивного горизонта в следствие разработки. По Южному своду по всем 5 новым скважинам по ГИС выделены водонасыщенные коллектора, как и в ранее пробуренных скважинах на данном участке.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи

был проведен статистический анализ:

Таблица 2.1.8 - Характеристика толщин горизонта М-II-2 (Северный свод)

Толщина	Наименование / горизонт	М-II-2
Общая	Средняя, м	4,2
	Интервал изменения, м	0,6-30,2
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,9
	Интервал изменения, м	0,6-7,6
Водонасыщенная	Средняя, м	4,1
	Интервал изменения, м	0,6-18,1

Таблица 2.1.9 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта М-II-2 (Северный свод)

Коэффициенты	Наименование / горизонт	М-II-2
Песчанность	Интервал изменения, м	0,5-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-7

Южный свод. Водонасыщенный, местами заглинизированный. В юго-западной части по скв.7, 10, 236, 270, 363, 364, 452, 482 наблюдается зона размыва горизонта.

Верхнеюрская продуктивная толща

В стратиграфическом плане выделенные продуктивные горизонты приурочены к отложениям акшабулакской свиты (Ю-0), верхнекумкольской подсвиты (Ю-I и Ю-II), среднекумкольской подсвиты (Ю-III) и нижнекумкольской подсвиты (Ю-IV). Горизонт Ю-0 делится на 2 подгоризонта Ю-0-1 и Ю-0-2 с глинистым разделом от 1,9 до 7,2. Горизонт Ю-I условно по характеру насыщения делится на две пачки Ю-IA и Ю-IB. В пределах горизонта Ю-III выделяются два пласта: терригенная и терригенно-карбонатная с глинистым разделом от 0,4 м до 25,5м.

Продуктивный подгоризонт Ю-0-1

Структурно-тектоническом плане горизонт осложнен тектоническими нарушениями. Северный свод с юга ограничен взбросами F₂, F₃ и в свою очередь делят свод на 2 блока. Южный свод также с юга ограничен взбросом F₁. Вдоль сводов прослеживаются малоамплитудные сбросы субмеридианального направления (f₁ f₂ f₃ f₄ f₅ f₆ f₇). Залежи пластово-сводовые, тектонический экранированные, литологический ограниченные.

Пласт Ю-0-1A приурочен к верхней части акшабулакской свиты. В пределах горизонта развита обширная зона глинизации. По каротажным кривым пласт характеризуется повышенной глинистостью, значительной каверзностью, повышенной изрезанностью кривых акустического каротажа. Толщина пласта меняется от 15,3 до 49,4 м.

Северный свод. I+II блок. По данным пробуренных скважин выделяются три литологический экранированные залежи.

Первый участок расположен в районе скважины №1, на севере залежи с нефтенасыщенной толщиной в 1м, при испытании которого был получен приток нефти с

пластовой водой дебитом 16,8 м³/сут, при этом поступление воды связано с перетоком с нижележащего водяного пласта вследствие некачественного цементаж (Том V Акты опробований). Водонефтяной контакт взят по кровле воды на абсолютной отметке -1589,8 м.

Второй участок, выявлен по данным бурения и интерпретации ГИС в районе скв. 201, 245, 307, 413.

Третий участок, также выявлен по материалам ГИС вновь пробуренных скважин 419, 436, 466, 514.

Южный свод. По данным интерпретации ГИС выделяются 3 залежи нефти, залежи оценены только по ГИС, опробовании не проводилось. Первый участок в районе скважины 208 и 333. По данным ГИС в скв. 208 выделен нефтенасыщенный коллектор, толщиной 5,1м. ВНК принят для данного участка на отметке -1574,4м по кровле водонасыщенного коллектора скв. 333.

Второй участок вскрыт скв. 238 с нефтенасыщенной толщиной 1м.

Третий участок вскрыт скв. 257 и 271, с нефтенасыщенными толщинами мощностью 0,8 и 1,4м.

В новых пробуренных 4 скважинах 483, 484, 486 и 492 в пределах горизонта выявлены водонасыщенные коллектора, а скважины 480, 485, 487, 488n вскрыли зоны глинизации. По скважинам 216 и 218 в которых проведены углубления до фундамента, в пределах горизонта не выделены коллектора, тем самым эти скважины сократили площади залежей в районах скважин 514 и 422.

Пласт Ю-0-1Б приурочена к отложениям акшабулакской свиты верхней юры и получила развитие на обоих сводах структуры. Здесь по данным сейсмики и бурения скважин получило развитие 2 русловых канала, представленные отсортированными мелкозернистыми иногда среднезернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. Коллектора не русловой зоны представлены среднезернистыми и разноезернистыми неотсортированными песчаниками, более заглинизированными, часто доломитизированными.

По данным пробуренных скважин залежь представлена пластово-сводовой, тектонической экранированной с юга разломом F₂ и F₃. Скважины вскрывшие русловые отложения характеризуются большой нефтенасыщенной мощностью от 3,2 до 27,5м.

Продуктивность Северного свода доказана опробованием скв №№12, 13, 29, 201, 292, 293, 346. В скв. №12 (инт. 1677-1700м) при опробовании получены пластовая вода с пленкой нефти. В скв. №292 (инт. 1677-1679м) при опробовании получен приток нефти 31,6м³. В скв. №293 (инт. 1691-1696м) при опробовании отсвабировано 85,4 м³ нефти.

Скважина 346 была опробована с открытым стволе совместно с Ю-0-2, в результате которого получено 223,4м³/сут.

Русловая часть. Так как русловая часть является единым гидродинамическим резервуаром, оно не делится на пласты.

Опробование русловой части проводилось в скв. 202, 210, 258, 259, 509.

Скв. №258 пробурена и испытана (интервал 1690-1696, 1698-1702м) в русловой части залежи в северном своде и при испытании получено самоизливом и свабированием нефть. В скв. №259 испытание произведено в нескольких интервалах, (интервал 1693-1700, 1703-1710м.), при испытании получен самоизливом и свабированием нефть в объеме 77м³/сут. При опробовании интервала 1703-1713м в скв.509, извлечено жидкости в объеме 37,1м³, в т.ч. нефти 0м³, воды 37,1м³.

По новым пробуренным 7 скважинам 483, 484, 485, 486, 487, 488п, 492 и 2 углубленным 216, 218 в пределах площади нерусловой части залежей Северного и Южного сводов по ГИС выделены нефтенасыщенные и водонасыщенные коллектора. По новой скважине 480 в ГИС в пределах горизонта выделена зона замещения.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ.

Таблица 2.1.10 - Характеристика толщин пласта Ю-0-1Б (Северный свод)

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-0-1Б
Общая	Средняя, м	11,4
	Интервал изменения, м	0,5-33,6
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,1
	Интервал изменения, м	0,8-6,6
Водонасыщенная	Средняя, м	2,9
	Интервал изменения, м	0,5-8,6

Таблица 2.1.11 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-1Б (Северный свод)

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-0-1Б
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-7

Обоснование ВНК.

При обосновании ВНК принимались во внимание скважины неподверженные влиянию разработки.

Нижние отметки нефти наблюдаются в скв. 13, 310 и 351 которые соответствуют значениям -1600,2; 1598,2; 1600,2 м. Из них опробованной является скв. 13 пробуренная в 1992 году, при опробовании которой были получены чистые притоки нефти на разных штуцерах. Также нижние отметки нефти наблюдаются в скв. 310 на глубине -1604,8м, в скв.

349 подошва нефти на отметке -1604,5м и в скв. 441 на глубине -1603,6м. Вода встречается в скважине 24 на отметке -1604,8м.

ВНК принят на отметке -1604,8м. Высота залежи 55,6м.

Для залежи в районе скв. 308 ВНК принят на отметке -1610,1, по подошве нефтенасыщенного коллектора.

II-блок. Продуктивность второго блока выявлена по геолого-геофизическим данным в скважинах №№297, 349, 351, 358, 502, 506, 513. Опробование не проводилось.

ВНК принят наклонным по отметкам -1600,5-1605м, что соответствует кровле воды в скв.347 и подошве нефти в скв.349. Высота залежи 22,3м.

Южный свод. Залежь пластово-сводовая, с юга ограничена тектоническим нарушением F₁, на западе и на востоке залежь проходит через нарушение f₁ f₂ f₅ f₆ f₇. На юге и в северо-западном направлении наблюдается зоны замещения, также локально выявленные по скважинам отсутствие коллекторов.

В южной части присутствуют два русловых канала.

Продуктивность Южного свода (I+II блок) доказана опробованием скв 9, 22, 19, 256, 286, 288, 353, 421, 423, 426, 425. В скв. 9 (инт. 1693-1704м) при опробовании получен переливающий приток нефти с пластовой водой до 30%. В скв. 19 (инт. 1697-1702м) при опробовании получен приток нефти 6,24 м³. Скв. №286 (интервал 1699-1707м) в результате получен фонтанный приток нефти в объеме от 0,29 до 3м³/час на свободном режиме (дебит не стабильный, обводненность составляет 0,1%), путем освоения с переводом рассола на нефть через затруб в объеме 35м³.

Русловая часть. Так как русловая часть является единым гидродинамическим резервуаром, оно не делится на пласты.

Опробование русловой части скв 204, 208, 257, 271, 281, 282, 283, 289, 335, 424. Скв. 208 (интервал 1706-1717м) при испытании получен приток нефти 89м³. Скв. 283 (интервал 1700-1710м) пробурена в палео русловой части залежи южного свода, где при испытании получены притоки нефти и воды. В скв. 289 получен приток жидкости в объеме 41,87м³, в том числе нефти 35,12м³ и воды 6,75м³.

В ходе анализа результатов переинтерпретации сейсмических материалов, а именно сейсмических атрибутивных срезов LambdaRho, Pseudo РНIE, лито-флюидной в пласте дополнительно выделено еще одно русло. Русло ветвящийся, прослеживается с севера на юг.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ.

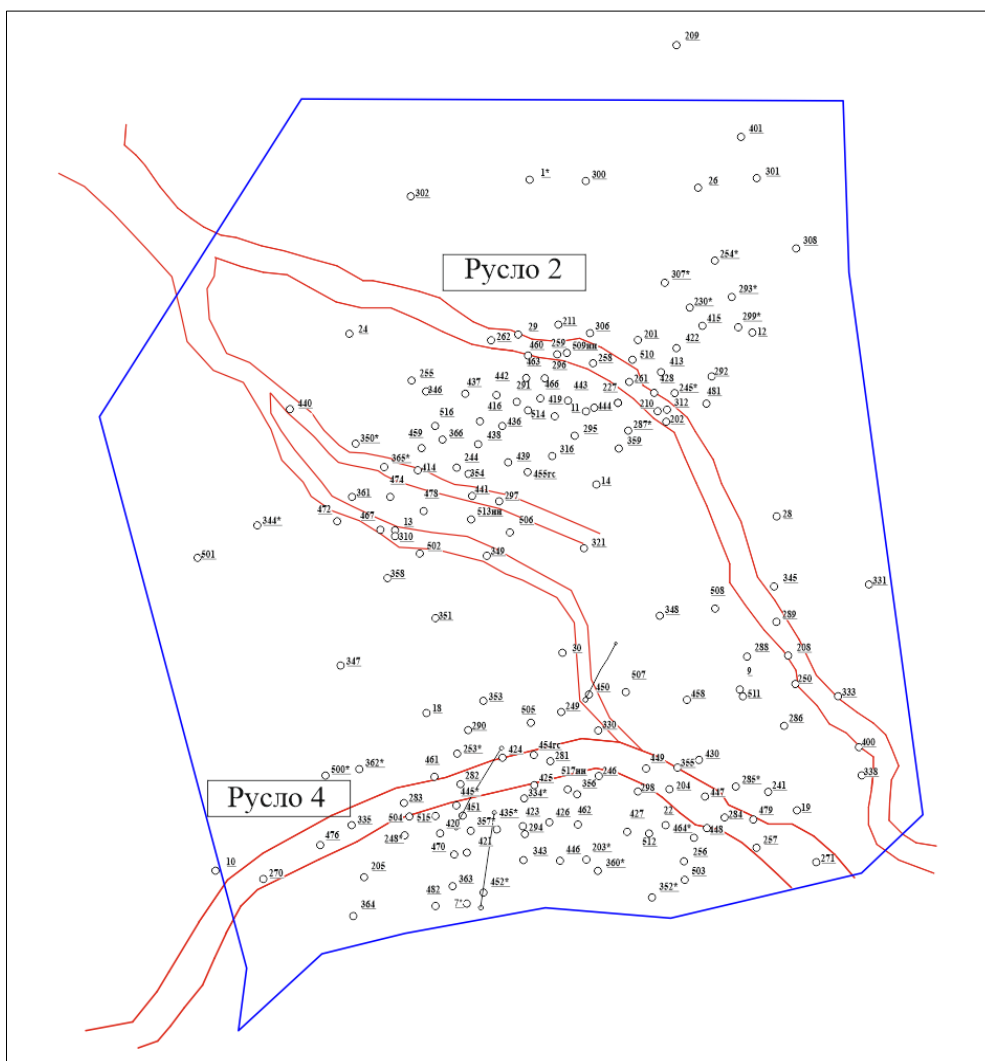


Рис. 2.1.10 - Группа русел подгоризонта Ю-0-1Б

Таблица 2.1.12 - Характеристика толщин пласта Ю-0-1Б (Южный свод)

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-0-1Б
Общая	Средняя, м	10,5
	Интервал изменения, м	0,5-35,6
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,1
	Интервал изменения, м	0,5-6,4
Водонасыщенная	Средняя, м	2,7
	Интервал изменения, м	0,6-6,4

Таблица 2.1.13 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-1Б (Южный свод)

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-0-1Б
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-6

Обоснование ВНК.

Нижние отметки нефти отмечаются в скв. 205 по ГИС на глубине -1595,2. В скв. 208 подошва нефти подошванефти по ГИС в скв 208 на отметке -1594,2м, что подтверждает скв. 281 в которой при опробовании получена нефть с обв 0,2%, при этом подошва нефти залегает на отметках -1594,2.

В скв 335 пробуренной 2004г вскрыт начальный ВНК по ГИС на отметке -1599,3м. Также нижние отметки нефти отбиваются в скв. 330 и 333 на отметках -1598 и -1599,3 м соответственно.

Таким образом ВНК принимается на отметке -1599,3м, что соответствует прежнему ПЗ. Высота залежи 58,7м.

Подгоризонт Ю-0-2 приурочен к отложениям акшабулака. В пределах подгоризонта развиты русловые отложения меридионального простирания. Русловые отложения представлены отсортированным мелкозернистым иногда среднезернистым песчаником с прослоями алевролитов. Коллектора пойменной (не русловой) части представлены среднезернистыми и разноезернистыми неотсортированными песчаниками, более заглинизированными, часто доломитизированными.

Структурный план горизонта имеет унаследованный характер и аналогичен нижележащему горизонту. Северный свод с юга ограничен взбросами F_2 , F_3 и в свою очередь делят свод на 2 блока. Южный свод также с юга ограничен взбросом F_1 , амплитуда разлома составляет порядка 90м. Вдоль сводов прослеживаются малоамплитудные сбросы субмеридианального направления (f_1 - f_7).

Русло №3 пересекает практически всю площадь с СЗ на ЮВ. Уверенно идентифицируется по всем использованным сейсмическим атрибутам как высокоамплитудная аномалия на отметках 1260-1487 мс, с максимальными значениями амплитуд в центральной – приподнятой части. Длина русла достигает 21 км (включая Южный Акшабулак), когда как ширина колеблется от 180 до 450 м. Русло вскрыто скв 7, 24, 13, 253, 282, 290, 310, 350, 351, 357, 363, 365, 420, 421, 445, 451, 467, 470, 474, 502. На каротажных кривых в скважинах русло сопоставляется с массивными песчаными коллекторами 20-25 м толщиной. Испытание произведено в 3 скв. 7, 13, 421. В скв. №7 с интервала 1704-1725м, получен фонтанный приток нефти в объеме 235м³/сут при штуцере 7мм соответственно.

Скв. №13 с интервала 1742-1754м, получен фонтанные притоки безводной нефти дебитом 21,7-107,7м на штуцерах соответственно 3 и 10 мм.

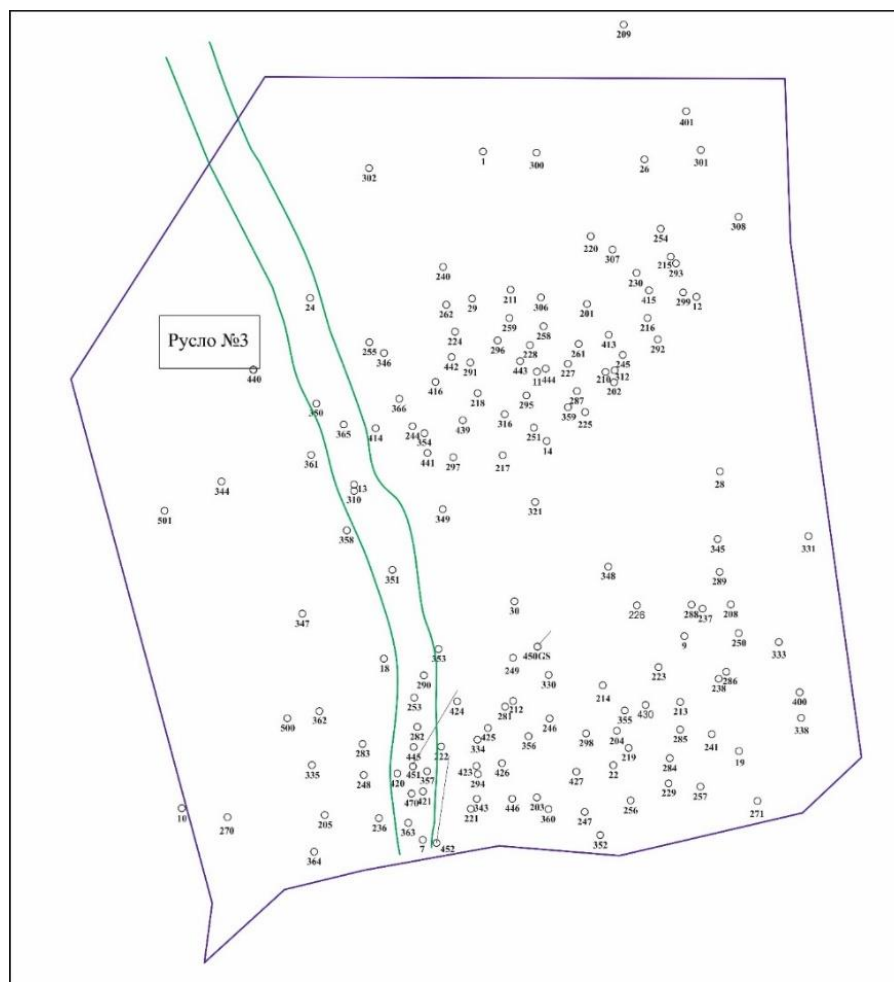


Рис.2.1.33 - Русло подгоризонта Ю-0-2

Северный свод. I+II блок Залежь выявлена по данным бурения и ГИС в 46 скважинах. Опробование проводилось в скважинах 344, 13, 14, 261, 230, 12, 211, 510, 513, где были получены притоки нефти и воды. Дебит варьируется от 0,83 (скв 14) до 87,9 (скв12). В открытом стволе испытаны скважины 11, 12, 14, 29, 203, 211, 312, 344, 346. Скважины 259, 292 вскрыли зону отсутствия коллектора. В скв. 14 при опробовании получен приток нефти с водой. В скв. 292 при испытании совместно с горизонтом Ю-0-1б пласт оказался сухим. В скв.510 проведена опробование на интервалы 1716-1719м, 1724-1726м, извлечено жидкости в объеме 54,48м³, в т.ч.нефти 0,1м³/тн, воды 54,38м³. При опробовании скв.513 из интервалов 1832-1835м,1839,5-1842,5м получено жидкости в объеме 129,76м³, в т.ч. нефти 30,7 м³/тн, воды 99,06м³.

Русловая часть, вскрыта скважинами 24, 350, 351, 365, 13, 310, 351, 467, 474, 502. Из них скважины 13, 310, 350, 351, 365, 467, 474, 502 попадают в контур залежи. Опробование проводилось в скважине 13, где в интервале 1740-1745,5 была получена нефть объемом 49 м3/сут и вода 4,7 м3/сут.4,7 м3/сут. В интервале 1742-1754 м получены фонтанные притоки безводной нефти дебитом 21,7-107,7м на штуцерах соответственно 3 и 10 мм. При достреле интервала 1754-1759,5м и совместном их опробовании получена нефть с водой (до 50%),

что свидетельствует о вскрытии водонефтяного контакта. Скважины пробуренные после 2015г в русловой части вскрыли нефтеводонасыщенные, водонасыщенные коллектора. В скв.474 и 502 по ГИС выделено 6,8м и 10,6м нефти, 14,3м и 9,6м воды соответственно. Скв.467 оказался обводнившимся на 17,5м.

Таблица 2.1.14 - Характеристика толщин пласта Ю-0-2 (Северный свод)

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-0-2
Общая	Средняя, м	18,2
	Интервал изменения, м	2-36,5
Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,1
	Интервал изменения, м	0,9-9,7
Водонасыщенная	Средняя, м	3,6
	Интервал изменения, м	0,4-13

Таблица 2.1.15 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-2 (Северный свод)

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-0-2
Песчанность	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-12

Обоснование ВНК по северному своду в пределах I блока принят на абсолютной отметке -1628,4 м по прямому разделу нефть-вода по ГИС в скв. 13 и скв. 310 и подтверждающаяся опробованием в скв. 13, где в интервале 1742-1759,5 был получен приток нефти и воды дебитом 74,8 м³/сут при штуцере 9мм. Кровля воды по ГИС в скв. 24 на отметке -1634,4 м. Подошва нефти по ГИС в скважине 244 на отметке -1626,8. С учетом имеющихся сведения ВНК принимается на отметке -1628,4м. Высота залежи 50 м.

ВНК второго блока отмечается на глубине -1624,3м, что соответствует подошве нефти скв.513. В скв.502 на отметке -1624,8м прямой раздел нефть и воды в русловой части. В скв.351 кровля воды находится на глубине -1624,7м.

С учетом принятого ВНК высота залежи составила 12,3м.

Южный свод. Продуктивная часть вскрыта 45 скважинами, из них в 10 проведено опробование. Скважина 306 вскрыла зону отсутствия коллекторов.

Русловая часть, подтверждена бурением скв. 253, 282, 445, 451, 420, 357, 470, 421, 363, 7. Из которых в скважине 7 проведено опробование в разные периоды времени начиная от 1990 до 2001, всего четыре опробования. При опробовании данной скважины в 90-е года была получена нефть объемом 47,5 и 259,6 м³/сут. ВНК принимается по подошве нефтенасыщенного коллектора по ГИС и опробования в скв. 9 на отметке -1603,1м. Подошва нефти по ГИС в скважине 19 на отметке -1602,8 м. В скважине 22 выделяются нефтенасыщенные пласты с подошвой на отметке -1601,6 м. Кровля воды в скв.204 на отметке -1603 м. Скважина 7 по данным ГИС имеет прямой раздел нефть-вода на глубине -

1597,6м. Но по результатам опробования интервалов 1704-1725, 1727-1731 получен приток безводной нефти дебитом 259,2 м³/сут, что противоречит данным ГИС.

ВНК для южного свода принимается на отметке -1603,1 м. Высота залежи с учетом принятого контакта составляет 33,7м.

Новые пробуренные скважины 216, 218, 480, 484, 485, 486, 487, 488п и 492 вскрыли безусловную часть залежи по обеим сводам с нефтенасыщенными толщинами от 1,4 м до 9,1 м. По новой скв.483 по ИС выявлены водонасыщенные коллектора и за пределами залежи Северного свода. По четырём новым скважинам в пределах горизонта были проведены опробования интервалом по результате которых были получены дебиты нефти от 30,3 до 117,0 м³/сут.

Продуктивный горизонт Ю-I относится к верхнекумкольской подсвите. В пределах обоих сводов структуры получили развитие пластово-сводовые залежи, тектонически экранированные.

В структурном плане строение горизонта аналогичен нижележащим Ю-II. Северный и Южный свод с юга экранированы взбросами F₁, F₂, F₃, в которых амплитуда доходит до 100 метров. В сводах прослеживаются малоамплитудные разломы субмеридианального простирания.

Данный горизонт условно разделен на 2 пласта (Ю-IA и Ю-IB) из-за разных уровней водонефтяного контакта. Здесь, как и на вышележащих горизонтах Ю-0-1 и Ю-0-2 выявлена зона развития русловых отложений, подтвержденная бурением скважин, русловая часть является единым гидродинамическим резервуаром и соответственно не делится на пласты. Коллектора руслового канала представлены отсортированными мелкозернистыми иногда среднезернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. В пойменной части коллектора представлены среднезернистыми и разноезернистыми неотсортированными песчаниками, более заглинизированными, часто доломитизированными.

Русло №5 Протяженность русла порядка 17 км (включая северную часть месторождения) пересекает площадь с востока (район скв. №№202, 210, 312) на северо-запад, затем изгибаясь на север. Ширина русла составляет 160 м самой узкой и 550 м в самой широкой части. На сейсмических временных разрезах русло характеризуется повышенными значениями амплитуд на отметках 1276-1659м. Русло вскрыто скв. 11, 29, 202, 210, 259, 262, 287, 296, 312, 443, 444, 227, 460, 463, 466 в которых представлено массивными песчаными коллекторами, разрабатывается скважинами 227, 287, 296. Скв. 262 расположена в краевой части русловой зоны и характеризуется уменьшением эффективных толщин. Испытание произведено в скв. 11, 29, 202, 296. В скв. №11 произведено три опробования на разных штуцерах, максимальный дебит нефти составил 153,2 м³/сут. В

интервале 1738-1755м был получен фонтанирующий притоки нефти 58,4-153,2м³/сут в 5 и 9мм штуцерах. Вторичное испытание произведено совместно в интервале 1738-1760м с последующим дебитом 164,7 м³/сут, на 10мм штуцере. Скважина с мая 2004г в разработке, (ЭЦН), за апрель месяц (2014г) дебит составляет: газ -0,36 тыс. м³/сут, нефть-9м³/сут, с обводненностью 77%.

В скв. 29 получена безводная нефть дебитом до 93,9м³/сут. В скв. 202 во время бурения в открытом стволе в интервале 1729,8-1766м произведено испытание, в результате был получен фонтанный приток нефти на 16,4мм штуцере 398,1м³/сут. Вторичное испытание было произведено в совместных интервалах 1733-1742 и 1733-1748м, в результате получен нефть от 214 до 299м³/сут на штуцерах 28/64-34/64мм. В скв. 296 получена нефть с водой. №227скв. (углуб.) в разработке с июля 2020г (инт.1731-1737м) с текущим дебитом 29,9т/сут

По ГИС в скв.460 выделено нефте- и водонасыщенные коллектора с толщиной 2,2м и 32,5м; скв.463 и 466 водонасыщенные коллектора с мощностью 16,7м и 13,4м.

Нефтенасыщенные толщины *в русловых отложениях* варьируют от 7,6 м (скв. №262) до 30,2м (скв. №227). Коэффициент песчанности варьирует от 0,4 до 1. Коэффициент расчлененности меняется от 2 до 15.

По результатам интерпретации сейсмических данных в 2020 году в западной части структуры прослеживается еще одно русло, которая протягивается с севера на юг и далее в Акшабулак Южный. В данном месторождении это русло подтверждается скважинами 344 в северном своде и скв.205, 364 на южном своде. По характеру насыщения водонасыщенные.

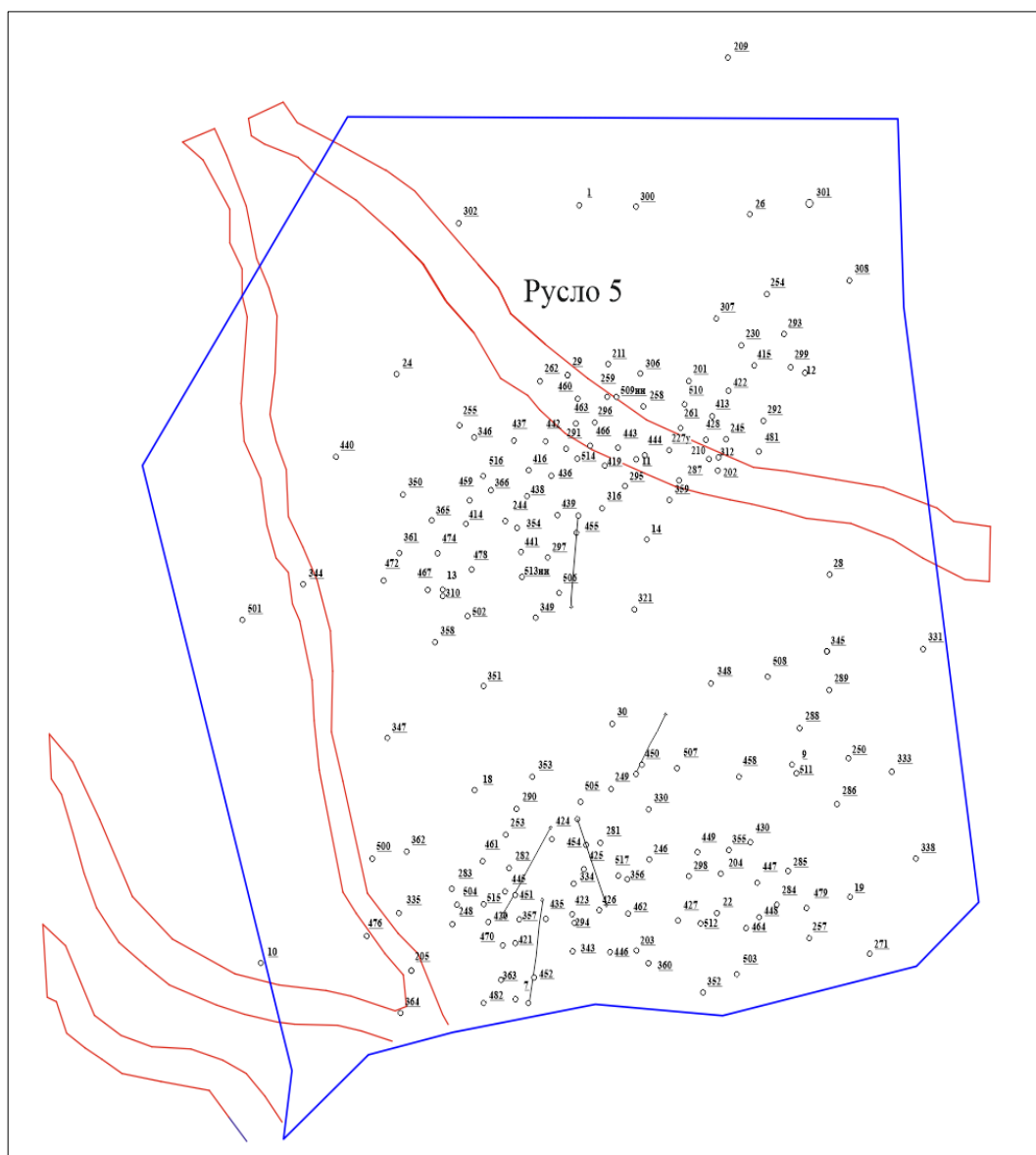


Рис. 2.1.34 - Группа русел подгоризонта Ю-1А

Пласт Ю-1А. Северный свод, I-блок вскрыт 43 скважинами.

Скважины в *нерусловой зоне* опробованы и испытаны в открытом стволе в 2 скважинах (12, 316). В скважине 316 при испытании получена нефть дебитами от 57 до 82 м³/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируют от 1,6 м (скв. 12) до 6,4 м (скв.316).

В колонне опробование произведено в скв. 12, 14, 201, 316, 481. В скв. 12 получена безводная нефть дебитом 9 м³/сут. В скв. 14 получена безводная нефть дебитом 13,8 м³/сут. В скв. 201 опробование произведено совместно с пластом Ю-1Б, получен фонтанирующий приток пластовой воды с нефтью. В скв. №316 испытание произведено во время бурения в открытом стволе совместно с вышележащим пластом Ю-0-2, в результате получен приток нефти 82,7 м³/сут на 12мм штуцере.

Скважина №481 опробована в 2020г инт.1747-1753м, извлечено жидкости в объеме 107,15м³, в т.ч.нефти 4м³, воды 103,15м³. В этом же году августе месяца ввелась в эксплуатацию с дебитом 32т/сут, но проработала всего несколько месяцев.

Обоснование ВНК

Скв. 12, кровля опробованного водоносного коллектора (при испытаний в открытом стволе получена вода с суточным дебитом 78 м³/сут.) на отметке -1646м. Подошва опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -1644,1м. В результате получен нефть с суточным дебитом 8,99 м³/сут.

В скв. №14 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные и водоносные коллектора, первоначально опробована нижняя водоносная часть на отметке 1767-1771м, в результате получен вода с дебитом 0,4 м³/сут. Кровля водоносного коллектора -1642,31м. Спустя месяц испытан верхний нефтяной коллектор в интервале 1751-1764м, в результате получен нефть с суточным дебитом 13,8м³. Подошва нефтяного коллектора -1637,6 м.

Скв. 29 по данным ГИС выделен прямой раздел нефть – вода в абсолютной отметке -1639,98м. Интервал опробован в 2011 году, в результате получен нефть с водой.

В скв. 202 пробуренная в русловой части, по данным ГИС прямой раздел нефть с водой на абсолютной отметке -1636,48м. Интервал целиком испытан в открытом стволе, в результате получен нефть без признаков пластовой воды.

В скв. 10 по данным ГИС выделены водоносные коллектора, пласты опробованы в результате получена вода с суточным дебитом 2,25 м³. Кровля опробованного водоносного коллектора -1701,37м.

В скважине №344 кровля водоносного коллектора на отметке -1643,9м.

Водонефтяной контакт в целом по северному своду принят на абсолютной отметке -1640,3 м по прямому контакту нефть-вода в скв. 29 и по подошве нефти в скв. №312. За исключением района скв. 12, где по данным ГИС и опробования водонефтяной контакт отмечается на отметке -1644,2 м по подошве нефти.

Есть ряд скважин противоречит предполагаемому контакту: скв. 287 пробурена в русловой части в 2013г, прямой раздел на абсолютной отметке -1628,3м, возможно это связано с обводненностью данного пласта, можно предполагать, это текущее ВНК, так как соседняя №11 скважина долгое время находился в эксплуатации на данный пласт. Скважина №259 кровля массивного водоносного коллектора -1626,53м, предполагаем, что данная отметка текущ. ВНК.

Высота залежи северного свода составляет 38,8 м.

В процессе разработки в новых скважинах (422, 428, 510, 437, 419, 439, 459, 478) пробуренных часть пластов оказалась обводнена, поэтому при построении карт и оценки такие коллектора выше начального ВНК, приняты как нефтенасыщенные.

Южный свод представляет собой литологически экранированные залежи в западной и восточной части свода.

Первая залежь западный участок вскрыта скв. 7, 343, 363, 421, 452, 482. Скв. 7 опробована в двух интервалах совместно с нижележащим Ю-ІБ пластом, с получением дебита нефти от 41 до 98,2 м³/сут. В остальных скважинах опробования не производилось.

Обоснование ВНК

Контакт принимается на отметке -1615,3 м по скв. 363, в которой по данным ГИС наблюдается прямое разделение.

Высота залежи 4,4м.

Вторая залежь вскрыта по вновь пробуренной скважиной №479. Скважина опробована совместно с пластом Ю-ІБ.

ВНК принят на отметке -1621,6м, по подошве нефти. Высота залежи 12,5м.

Третья залежь выявлена по данным ГИС в районе скв.447 с эффективной толщиной 2,3м. Условный водонефтяной контакт принят по подошве нефти -1624,7м.

Из числа новых пробуренных скважин по Северному своду 4 скважины вскрыли залежь. Из них в двух скважинах по ГИС выделены водонасыщенные коллектора, тем самым показывая текущую обводненность данных участков скважин, по двум скважинам выделены нефтеводонасыщенные коллектора. Скважина 218 в пределах горизонта была опробована, где дебит нефти составила 60 м³/сут. Одна скважина 483 оказалась за контуром нефтеносности. По южному своду из числа новых 5 пробуренных скважин, в одной скважине 480 выделены нефтенасыщенные коллектора по району залежи скв.7, а в остальных 4 скважинах коллектора оказались водонасыщенными.

Пласт Ю-ІБ

Северный свод. Залежи пластово-сводовые, литологически экранированные. Продуктивными являются скв. 481, 292, 245, 428, 261, 413, 295, 514. Скважины оценены по ГИС, нефтенасыщенные толщины от 0,7м до 5 м.

Обоснование ВНК

ВНК принимается условно на отметке -1640,3 м по скважине 481.

По Южному своду выявлены две залежи. Продуктивность первой залежи доказана бурением скважин №№7, 343, 363, 452, 482. Испытание произведено: скв. 7 опробован в интервале 1738-1755м совместно с вышележащим пластом Ю-ІА, в результате получена нефть дебитом 41,1м³/сут.

Вторая залежь вскрыта одной скважиной №479. Скважина разрабатывалась с февраля месяца по апрель 2020 года совместно с вышележащим пластом Ю-1А.

Обоснование ВНК.

ВНК первой залежи принимается по подошве нефтенасыщенного коллектора скв.482 и залегает на отметке -1632,3м.

ВНК второго залежа принимается на глубине -1635,7м, по подошве нефти скв.479.

Статистические характеристика пласта показаны в таблицах 2.1.16 и 2.1.17.

Из числа новых пробуренных скважин по Северному своду в 5 скважинах по ГИС выделены водонасыщенные коллектора. По Южному своду в 4 скважинах по ГИС выделены водонасыщенные коллектора, а скв.485 вскрыла зону замещения. При этом стоит отметить, что скв.480 вскрыла залежь в районе скв.7, что показывает текущую обводненность по площади залежи.

Таблица 2.1.16 - Характеристика толщин пласта Ю-1Б

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-1Б
Общая	Средняя, м	6,7
	Интервал изменения, м	0,5-18,7
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,3
	Интервал изменения, м	1,7-5,4
Водонасыщенная	Средняя, м	3,1
	Интервал изменения, м	0,5-16,8

Таблица 2.1.17 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-1Б
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-8

Продуктивный горизонт Ю-П стратиграфически относится к верхнекумкольской подсвите верхней юры. Строение горизонта осложнен с тектоническими нарушениями широтного и меридианального простирания. Нефтяная, пластово-сводовая залежь выделена только в южной части структуры. Залежь тектонический экранированная разломом F₁. Вдоль залежи с юга на север прослеживаются сбросы f₅, f₆, f₁₀, f₁₁ с малыми амплитудами.

Коллектора сложены, в основном, мелко-среднезернистыми кварцево-полевошпатовыми песчаниками на глинистом цементе и мелкозернистыми песками. Тип коллекторов поровый.

Северный свод водонасыщенный.

По результатам сейсмических материалов 2020г на северной части с запада на восток протягивается одно русло, которое доказано по ГИС в скв. 302,307,308. Мощности водонасыщенных толщин составляет от 29,4м до 41,1м.

Продуктивным является *Южный свод*.

Продуктивная часть залежи вскрыта 53 скважинами. Эффективная нефтенасыщенная мощность изменяется от 0,7 до 12,2м. Горизонт опробован в 12 скважинах, скв. 7, 246, 248, 282, 283, 284, 285, 294, 343, 355, 360, 470.

В скважине 7 (1990г.) из интервала 1761-1772 получили нефть дебитами от 8,03 до 98,21 м³/сут при штуцерах 3 и 5 мм соответственно.

В скв.246 при испытании интервалов 1782-1784м, 1787-1789м, получена нефть с дебитом 35 м³/сут.

При опробовании скв.294 в 2014г, получено 76,5 м³/сут нефти.

По результатам опробования скважины 470 в 2015 году получили нефть с водой дебитами 47,8 и 0,5 м³/сут соответственно.

Статистические характеристика пласта показаны в таблицах 2.1.18 и 2.1.19.

Новые пробуренные скважины 480, 485, 487, 488п и 492 вскрыли залежь Южного свода, с нефтенасыщенными толщинами от 1,9 м до 7,5 м. Скважина 488п в пределах горизонта была опробована, где дебит нефти составила 27,56 м³/сут. В новых 5 скважинах пробуренным на Северном своде по ГИС выделены водонасыщенные коллектора, как в ранее пробуренных скважинах на данном участке.

Таблица 2.1.18 - Характеристика толщин пласта Ю-П

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-П
Общая	Средняя, м	16,4
	Интервал изменения, м	0,7-37,2
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,5
	Интервал изменения, м	0,7-12,2
Водонасыщенная	Средняя, м	7,3
	Интервал изменения, м	0,7-22,9

Таблица 2.1.19 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-П
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-9

Обоснование ВНК

При обосновании ВНК во внимание принимались скважины пробуренные до начала разработки, чтобы исключить искажения насыщения вследствие разработки.

Прямые разделы нефть-вода наблюдаются в скв. 334 на отметке -1667,1, в скв. 343 на отметке 1667м. В скважине 343 нефтенасыщенные коллектора подтверждаются опробованием в открытом стволе, где в результате получена нефть 184м³/сут. Нижние отметки нефти наблюдаются в скв. 298 на отметке -1665,6, в скв.420 подошва нефти на отметке -1669м. Верхние отметки воды отмечаются в скв. 282 на глубине -1667,5м, в скважине 203 кровля воды по ГИС -1667,9 и в скв .19 кровля воды -1667,9м. Исходя из

вышеизложенного ВНК принимается от - 1667,4 м прямой контакт и верхние отметки воды до - 1669 нижняя отметка нефти скв. 420.

В процессе разработки в новых скважинах пробуренных часть пластов оказалась обводнена, поэтому при построении карт и оценки такие коллектора выше начального ВНК, приняты как нефтенасыщенные.

Продуктивный горизонт Ю-III делится на два пласта Ю-IIIa и Ю-III.

Структурное строение пластов обусловлена единым формированием тектонических нарушениях. На юге северного свода с запада на восток ограничен с разломами F_3 и F_2 , взбросового типа. Вдоль залежи на востоке свода прослеживаются малые сбросы f_3 , f_4 и f_{11} . Южный свод ограничен взбросом F_1 , также пересекается крупные малоамплитудные разломы субмеридианального простирания.

Пласт Ю-IIIa стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Горизонт представляет собой единую залежь, пластово-сводовую, экранированную, а также в северной, юго-западной и южной части охвачено обширной зоной замещения.

В южной части по данным геолого-геофизических данных выделяется размыв горизонта, связанное с выступом фундамента. Выступ фундамента наблюдается в скважинах 18, 248, 283, 461.

Коллектора представлены переслаиванием известняков, карбонатных песчаников и тонких песчаных линз, нефтенасыщенных, имеющих ограниченное распространение. По литологическому описанию керна можно сделать вывод, что песчано-алевролитовые прослойки развиты в основном в пределах седловины структуры и районах, прилегающих к зоне выклинивания горизонта (скв. 13, 14, 30, 321, 330). В остальных скважинах горизонт по керну характеризуется как чисто карбонатный с незначительными (от долей мм до 1 м) прослойками и налетами терригенных пород. Наряду с терригенными коллекторами, имеющими межзерновую пористость, выделены карбонатные пласты с трещинным типом коллекторов. Пласт хорошо коррелируется по площади и характеризуется повышенными значениями НГК и КС.

Нефтеносность горизонта доказана промышленными притоками в скв. 7, 9, 11, 13, 14, 19, 24, 26, 30, 253, 287, 290, 297, 330 348, 349, 351, 360, 364, 420, 447, 450, 451, 452, 454, 455. Промышленные притоки варьируют в пределах от 3,2 м³/сут (скв. №9) до 105,9 м³/сут (скв. №19).

Обоснование ВНК.

Вследствие отсутствия обширной водонефтяной зоны, большинство скважин попадают в чисто нефтяную зону и законтурную область, вследствие этого ВНК не подсечен. Самая низкая отметка нефтенасыщенного коллектора находится на абс.отметке -

1771,2м в скважине 333. Кровля воды в скважине 331 на отметке -1785,6м. ВНК принимается на отметке -1776,3м, которая соответствует разделу нефть-вода в пласте Ю-Шт.

Статистическая характеристика пласта Ю-Ша.

Таблица 2.1.20 - Характеристика толщин пласта Ю-Ша

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-Ша
Общая	Средняя, м	4,6
	Интервал изменения, м	0,7-14,2
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,2
	Интервал изменения, м	0,7-11,5
Водонасыщенная	Средняя, м	3,7
	Интервал изменения, м	2,1-6,6

Таблица 2.1.21 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-Ша
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,2-1,2
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-76

Из числа новых пробуренных скважинах в 4 скважинах выделены

По новым скважинам 218, 480, 487 и 492 в пределах горизонта по ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора с толщинами от 0,5 до 10,2 м. Скважины 216, 484, 485 и 486 попали в зону отсутствия коллекторв. По двум скважинам 483 и 488п по ГИС выделены водонасыщенные коллектора.

Пласт Ю-Ш стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвете верхней юры. Залежь пластово-сводовая, экранированная разломами.

Коллектора имеют большие мощности, представлены прибрежными слабосцементированными песчаниками, песками разномзернистыми с примесью гравия и карбонатов.

Выделяется отсутствие горизонта (выход фундамента), протягивающаяся в меридиональном направлении по западному крылу структуры.

Горизонт Ю-Ш в пределах Акшабулак Центрального практически повсеместно залегает на эрозионной поверхности платформенной части фундамента и только на восточном крыле, в районе скв. 19, 286, 257, 308, 331,333, 338 залегает на отложениях нижнекумкольской подсветы.

Продуктивность горизонта подтверждена испытанием в открытом и обсаженном стволе в 70 скважинах. В подавляющем большинстве скважин, получены фонтанные высокодебитные притоки нефти. В процессе бурения горизонт опробован в скв. 7, 9, 11, 12, 14, 24, 28, 30, 205, 208, 230, 335, 346 где получены фонтанные притоки нефти.

Обоснование ВНК

ВНК остается на прежнем уровне и ниже приводится более детальное обоснование.

Для пласта характерны хорошие ФЕС, связанность между северным и южным куполами, и как следствие единый водонефтяной контакт. Для обоснования ВНК были проанализированы результаты бурения скважин, материалы ГИС, данные разведочных скважин.

При обосновании принимались данные по разведочным скважинам 12, 26 и 28. ВНК принимается по прямому контакту нефть-воды по данным ГИС в опробованной скважине 26 на отметке -1776,1. При опробовании скважины 26 в интервале 1887-1890,5 на разных штуцерах получили безводную нефть дебитом от 15,8 до 113,7м³/сут.

При опробовании скв. 28 в интервале 1891-1895 м, 1895-1901 м при разных штуцерах получены фонтанирующие притоки безводной нефти дебитами от 115 до 266,5 м³/сут. Далее при достреле интервала 1901-1908 м получен промышленный приток нефти с небольшим содержанием пластовой водой, что свидетельствует о вскрытии ВНК. Прямой контакт по данным ГИС на отметке -1776,3м.

В скважине 12 выделяется прямой раздел нефть-вода по данным ГИС на отметке -1776,7м. При опробовании нефтеносной части коллектора в интервале 1894-1898м был получен приток нефти 12 м³/сут при штуцере 3 мм с обводненностью 3-5%.

При опробовании интервала 1903-1911м в скв. №321 был получен приток пластовой воды. Кровля водонасыщенного коллектора находится на отметке -1776,8м.

ВНК принимается на отметке -1776,3м. Высота залежи 90м.

Подъем воды вследствие разработки можно наблюдать в скважинах: 230, 286, 287, 257, 259, 261, 262, 288, 289, 292, 293, 295, 297, 298, 299, 345, 359, 364, 415, 419, 425, 426, 430, 436, 437, 438, 439, 441, 442, 444, 446, 460, 463, 478, 481, 510, 513. Обводнившиеся толщины геологических принимаются как нефтенасыщенные при подсчете начальных запасов нефти.

Из числа новых пробуренных скважин 8 скважин вскрыли нефтяную залежь в пределах горизонта с нефтенасыщенными толщинами 2,7 и 19,0 м соответственно. Скважины 487 и 492 вскрыли зону замещение.

Статистические характеристика пласта Ю-III.

Таблица 2.1.22 - Характеристика толщин пласта Ю-III

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-III
Общая	Средняя, м	11,5
	Интервал изменения, м	1-51,2
Нефтенасыщенная	Средняя, м	9,3
	Интервал изменения, м	0,8-21,6
Водонасыщенная	Средняя, м	7,2
	Интервал изменения, м	1,8-22

Таблица 2.1.23 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-IIIг
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,5-1,3
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-8

Продуктивный горизонт Ю-IV стратиграфически относится к нижнекумкольской подсвите верхней юры. По литологическому описанию керна коллектора представлены среднезернистыми и мелкозернистыми, массивными песчаниками, переходящими в нижней части в конгломератовые песчаники с хорошей межзерновой пористостью.

Горизонт имеет весьма ограниченное распространение в пределах месторождения Акшабулак Центральный. На сейсмических картах по кровле и подошве горизонта представлена структура примыкания, получившая развитие на восточном крыле структуры.

Общая толщина горизонта изменяется от 14,7 м до 44,5 м.

Песчаный пласт горизонта Ю-IV вскрыт скважинами 12, 19, 257, 286, 308, 331, 333, 338.

В северной части залежь вскрыта скважиной 12. Скважина опробована в интервале 1894-1898 м, получено нефть с дебитом 28,5 м³/сут при штуцере 5 мм. ВНК принят по подошве нефти -1776,3м.

В южной части залежи выделяются две литологический и тектонический экранированные залежи, выявленные по скважинам 257 и 286. При опробовании скв. 257 в интервале 1869-1873 извлечено 127м³ жидкости, из которых 103м³ нефть. ВНК принимается на отметке -1741,8м, что соответствует подошве опробованной нефти.

В скважине 286 выделяется прямой раздел нефть-вода по данным ГИС на отметке -1731,2. Скважины 19, 308, 331, 333 и 338 по результатам опробования водоносные.

Новые скважины в пределах горизонта попали в зону выступа фундамента.

Продуктивный горизонт PZ относится к протерозойско-палеозойскому возрасту (фундамент).

По описанию керна и шлама породы, в основном, представлены зелеными кварц-серицито-хлоритовыми, гнейсовыми, плотными, трещиноватыми сланцами. Анализы керна единичные.

По керновому материалу в ряде скважин отмечается наличие трещиноватых участков в верхнем слое эрозионной поверхности фундамента.

В пределах фундамента выделяются 2 залежи, литологический ограниченные со всех сторон. Зона распространения продуктивных коллекторов ограничивалась по середине расстояния между скважинами.

Первый участок в районе скв. №18 выделен по данным ГИС и опробования с нефтенасыщенной толщиной 8,8м и оценен по категории С₁.

Второй участок выделяется в восточной части структуры в районе скв. №9 и №208 с нефтенасыщенными толщами соответственно 27,1м и 12,1м, продуктивность коллекторов доказана в скв. №9 получением притоков нефти. По описанию шлама (ГТИ) в скважине 208 в отложениях фундамента отмечаются слабые и средние нефтепоказания.

Запасы участка по степени изученности оценены по категории С₁ и С₂.

Фундамент опробован в скв. 7, 9, 13, 18, 29, 245, 297, 331, 356. При опробовании скв. 7 притока не получено. Скв. 9 опробована в трех интервалах, с фонтанными дебитами нефти варьирующих от 7,5 до 29,4 м³/сут. Первичное испытание произведено в интервале 1905-1921м, в результате получен фонтанирующий приток нефти дебитом 26,2 м³/сут, через 5 мм штуцер при депрессии на пласт 9,45 МПа, р_{пл}=20МПа. За все время испытания объекта добыто 120,6 м³ сут. После изоляций цементным мостом в интервале 1904-1925м, опробование произведено во втором объекте в интервале 1880-1897м. В результате получен фонтанирующий приток нефти дебитом 29,4 м³/сут через 6мм штуцер, при депрессий на пласт 8,8 МПа, р_{пл}=19,3МПа. После изоляций данного объекта цементным мостом, была произведена испытания третьего объекта. Испытание произведено в интервале 1857-1870м, где получен временами переливающий приток нефти с водой с суммарным суточным дебитом 32м³/сут. После ГРП увеличения притока не получено.

В скв. №11 горизонт испытан в открытом стволе совместно с горизонтом Ю-III с получением фонтана разгазированной нефти. В скв. №13 получен дебит нефти 0,02 м³/сут. Скв. №18 испытан в нескольких интервалах. Первичное испытание произведено в интервале 1900-1913м, в результате объект вскрыл ВНК. Из заключений по испытанию объекта: «При давлений 15 МПа пласт не принимает. После компрессирования скважина некоторое время пульсирует нефтью и газом в течение 15-25 мин, каждые 1,5 часа, суточный дебит нефти составляет 10-14 м³/сут». После изоляций цементным мостом интервала 1893-1905м, испытание произведено в интервале 1873-1892м. По результатам испытания объект нефтеносный. В скв. №29 объект оказался «сухим».

При опробовании скважины 297 в интервале 1903-1908 методом свабирования получили 87,3м³ жидкости, в конце выход с обводненностью 100%. В соседней скважине 316 ранее выделяемые нефтенасыщенные коллектора фундамента по аналогии со скважиной 297 переведены на воду.

Скв. (№№306, 210, 297, 316, 331), вскрыли водонасыщенные коллектора с толщами от 1,6 м (скв.331) до 8,2 м (скв.316).

По новым скважинам в пределах фундамента нефтенасыщенные коллектора не выделены.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы имеющиеся на дату отчета материалы общепринятого комплекса ГИС, данные лабораторного изучения образцов керн и гидродинамических исследований скважин.

Анализ результатов исследования керн. На месторождении керн отобран в 57 скважинах: 9 поисковых, 13 разведочных, 27 эксплуатационных, 6 нагнетательных, 2 оценочных.

Всего по месторождению с отбором керн пройдено 3878,62 м, общий линейный вынос керн составил 3096,33 м или 79,83% от проходки. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, отобрано и проанализировано 4122 образца (с учетом 22 образцов, отобранных боковым грунтоносом). Из них в пределах продуктивной толщи – 3982 образца. Количество кондиционных образцов (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений) составляет 2610 единиц.

Таким образом, по меловым отложениям проходка с отбором керн составляет 1140,43 м, вынос керн 944,28 м или 82,80%. По продуктивным горизонтам (М-I, М-II-1, М-II-2) пройдено 996,3 м, вынесено 833,23 м керн (83,63% от проходки). Проанализировано 1128 образцов керн, из них 1104 образца приходится на продуктивные горизонты, 635 единиц являются кондиционными.

По юрским отложениям пройдено 2437,47 м и вынесено 2017,93 м, т.е. 82,79% от проходки с отбором керн. В пределах продуктивных пластов (Ю-0-1А, Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-1А, Ю-1Б, Ю-II, Ю-IIIа, Ю-III, Ю-IV) проходка составила 2085,57 м, вынос керн – 1740,32 м (83,45% от проходки). Количество проанализированных образцов по юре составляет 2948 образцов, в том числе 2832 образца из вышеперечисленных горизонтов, 1975 образцов из которых являются кондиционными.

По отложениям протерозоя-палеозоя с отбором керн пробурено 300,72 м, вынос керн при этом составил 134,12 м (44,60% от проходки). По горизонту PR-PZ проходка составляет 300,72 м с выносом керн 134,12 м (44,60% от проходки). Проанализировано и приходится на горизонты 46 образцов керн.

Вне продуктивных горизонтов проходка составляет 496,07 м, вынос керн 388,70 м (78,36% от проходки). Проанализировано 140 образцов из 18 скважин.

Характеристика отбора керн приведена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 Характеристика отбора керн

Отложения	Общая проходка с отбором керн		Всего проанализированных образцов	Количество образцов, приходящееся на продуктивные горизонты	Количество кондиционных образцов	
	Проходка, м	Вынос керн				
		м	%			
Мел	1140,43	944,28	82,80	1128	1104	635
Юра	2437,47	2017,93	82,79	2948	2832	1975
PZ-PR	300,72	134,12	44,60	46	46	-
Всего:	3878,62	3096,33	79,83	4122	3982	2610

По образцам керна материала исследованы коллекторские свойства, которые включают следующие параметры: открытая и полная пористость, плотность, проницаемость, насыщенность нефтью и водой, гранулометрический состав. Виды стандартных исследований, проведенных на керне представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 Виды стандартных исследований, проведенных на керне

Виды исследований	Скважины	Количество
Стандартные исследования		
Пористость открытая/полная, образец	№№ 1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 201, 202, 203, 204, 205, 208, 211, 248, 271, 285, 290, 294, 300, 301, 302, 307, 308, 312, 316, 321, 330, 331, 333, 334, 335, 343, 344, 346, 347, 351, 500, 501, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 500, 501	3925/1289
Проницаемость горизонтальная/вертикальная, образец	№№ 1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 201, 202, 203, 204, 205, 208, 211, 248, 271, 285, 290, 294, 300, 301, 302, 307, 308, 312, 316, 321, 330, 331, 333, 334, 335, 343, 344, 346, 347, 351, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 500, 501	3124/547
Плотность породы/зерен, образец	№№ 1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 201, 202, 203, 204, 205, 208, 211, 248, 271, 285, 290, 294, 300, 301, 302, 307, 308, 312, 316, 321, 330, 331, 333, 334, 335, 343, 344, 346, 347, 351, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 500, 501	2205/3881
Гранулометрический состав, образец	№№ 1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 285, 290, 294, 307, 334, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 500, 501	1626
Карбонатность, образец	№№ 1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 285, 290, 294, 307, 330, 334, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 500, 501	1595
Минералогический анализ, образец	№№ 22, 28, 29, 30, 201, 202, 203, 204, 248, 294, 300, 307, 321, 334, 335, 458, 474, 479, 481, 482	777
Кальциметрия, образец	№№ 202, 203, 204, 335	346
Гамма активность, м	№№ 205, 211, 248, 285, 290, 294, 302, 343, 346, 347, 351, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 500, 501	522,33
Боковой керн, образец	№№ 22, 29	22
Литолого-петрографическое описание шлифов, образец	№№ 458, 474, 479, 480, 481, 482	95

Шлам извлечён и изучен в 123 скважинах. Керн, отобранный боковым грунтоносом, изучен в скважинах №№ 22, 29.

Коллектора продуктивных горизонтов приурочены к залежам меловых и юрских отложений.

Обоснование граничных значений проницаемости и пористости. Граничное значение проницаемости пород-коллекторов принято равным $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для терригенного и $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для карбонатного коллектора.

Граничное значение пористости для следующих горизонтов приняты равными: М-II-1 – 11,8%, М-II-2 – 9%, Ю-0+Ю-I – 17,5%, Ю-II – 15%; Ю-IIIк – 6,5%; Ю-IIIг – 13,6%.

Зависимость параметра пористости от проницаемости. Для построения зависимости $R_p=f(K_p)$ использовались данные параметра пористости и коэффициента пористости, соответствующие атмосферным условиям по 90 образцам отложений мела, 83 образцам юры и 24 образцам горизонта Ю-IIIа. Зависимости описываются уравнениями:

$$R_p = K_p^{-1,74} \quad R^2 = 0,99 \text{ – мел;}$$

$$R_p = K_p^{-1,927} \quad R^2 = 0,99 \text{ – юра (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV);}$$

$$R_p = K_p^{-1,92} \quad R^2 = 0,99 \text{ – Ю-IIIа.}$$

Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности. С целью вычисления показателя насыщенности «n» по данным специального анализа керна построен график зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности. Зависимость $R_n=f(K_v)$ построена по данным 709 определений (101 образец) мела и 366 определениям (77 образцов) юры и описывается уравнением:

$$R_n = K_v^{-1,964} \quad R^2 = 0,99 \text{ – мел;}$$

$$R_n = K_v^{-1,97} \quad R^2 = 0,99 \text{ – юра (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV);}$$

$$R_n = K_v^{-2,00} \quad R^2 = 0,99 \text{ – Ю-IIIа.}$$

Полученные параметры использованы для количественной интерпретации ГИС.

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

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований с целью оценки нефтенасыщенности, толщин, коллекторских свойств пластов-коллекторов. Интерпретация данных ГИС выполнена по 209 скважинам, в их числе после ПР-2021г пробурены 8 новых скважин (№№480, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 492) и по 2-м скважинам (№№216, 218) выполнено углубление ствола.

Ствол скважины №488 с искривлением, максимальный угол отклонения составляет 20град.

Исследования в продуктивных отложениях проводились в скважинах, пробуренных на буровом растворе с полимерными добавками, с удельным весом $1,09-1,6 \text{ г/см}^3$, вязкостью

25-58сек, водоотдачей 8-10 см³ за 30 мин и у.э.с 0,06-2 Омм при t=25-78,8⁰С. В качестве добавок использовались крахмал, бишофит, УЩР, КССБ, КМЦ и др.

Геофизические исследования в скважинах были выполнены сервисными компаниями АО «Казпромгеофизика», ТОО «КазРосГеофизика», «Weatherford», ТОО «БатысГеофизСервис», ТОО ГК «Каспий»,

Виды и объемы ГИС. Комплекс промыслово-геофизических исследований проводился как в открытом, так и в закрытом стволе скважин.

В открытом стволе скважин проведены следующие методы ПС, КВ, БК, МБК, ИК (одно- и многозондовый), МКЗ, ГК, НК, АК, ГГКп, КС, СГК, инклинометрия, термометрия. Запись ГИС удовлетворительного качества и позволяет на качественном и количественном уровне выявить в изучаемом разрезе коллектора, количественно оценить их емкостные свойства.

Для определения качества цементирования колонн проводился АКЦ.

С целью мониторинга процесса разработки на месторождении выполняются геофизические исследования по контролю за разработкой. Исследования по определению работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида, дебита скважины выполнены в 103 скважинах в количестве 184 исследований. Определение приемистости интервалов перфорации, дебита скважины проведено в 36 скважинах в количестве 70 исследований. Также при выполнении данных исследований определяется забойное давление и температура и решается задача по выявлению возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны.

Исследования выполнены сервисными компаниями ТОО«КазПромГеофизика», АО «Компания ГИС», ТОО «КазРосГеофизика», «Technotek», «Batys Drilling Service Company», «Weatherford», ТОО«СервисДалаГруп» комплексными приборами, включающим высокочувствительную термометрию (ВТ), манометрию (МН), разностороннюю расходомерию (РГД малый и большой), термоиндикатор притока (СТИ), резистивиметрию (РЕЗ), локатор муфтовых соединений (ЛМ) и гамма каротаж (ГК). Проведенные исследования позволили определить работающие интервалы напротив перфорации и характер поступающего флюида.

Интерпретация ГИС. Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”. Осуществлялся контроль качества полученных геофизических материалов и внесение поправок за диаметр скважины, раствор, давление и температуру.

Определение объемной глинистости проводилось по методам ГК и ПС по двойному

разностному параметру с использованием зависимости Ларионова В.В.

Для расчета пористости использовались методы ГГКп, НК, АК, при этом учитывалось наличие метода в скважине и качество записи.

Коэффициент нефтенасыщенности по данным ГИС рассчитывался по уравнению Арчи. Граничное значение водонасыщенности принято равным 60%.

При интерпретации использовано сопротивление пластовой воды для М-II \approx 0,065Омм, для Ю-0 \approx 0,053Омм, для Ю-I-II \approx 0,045Омм, Ю-III \approx 0,04Омм, для PR-PZ \approx 0,03Омм.

Петрофизические зависимости и применяемые граничные значения для данного месторождения описаны выше.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС удовлетворительного качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

Все материалы новых геофизических исследований добавлены в существующую базу данных по ГИС.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.3; статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.3 Сравнение характеристики толщин горизонтов

Толщина	Наименование	Горизонты								
		М-II	Ю-0 русл.	Ю-0 нерусл.	Ю-1 русл.	Ю-1 нерусл.	Ю-II	Ю-IIIа	Ю-III	PZ
Общая	Средняя, м	19,03	23,5	24,8	28,5	23,1	12,2	5,3	12,4	24,5
	Интервал изменения, м	0,4-48,5	13,8-47	0,7-56,2	1-33,7	0,8-46	0,7-34,6	0,7-14,4	1-39,4	1,6-94,8
	Коэффициент вариации	0,312	0,312	0,465	0,473	0,671	0,683	0,828	0,721	0,825
Нефтенасыщенная	Средняя, м	8,6	16,5	6,2	20,2	4,1	4,7	3,3	10,1	11,5
	Интервал изменения, м	0,6-24,9	3,8-27,5	0,7-26	6,1-29,8	0,6-9,8	0,7-12,2	0,7-8,3	0,8-20,7	2,8-27,1
	Коэффициент вариации	0,551	0,322	0,731	0,760	0,633	0,521	0,715	0,834	0,727
Водонасыщенная	Средняя, м	5,6	14,8	6,3	13,7	13,2	7,3	4,3	6,9	4,3
	Интервал изменения, м	0,4-26,4	7-22,1	0,7-20,2	1,5-22,8	0,5-26	0,7-29,5	0,8-7,2	1,8-36,4	1,6-8
	Коэффициент вариации	0,831	0,391	0,849	0,846	0,896	0,718	0,544	0,875	0,458
Эффективная	Средняя, м	7,8	25,2	8,72	15,6	6,87	7,3	3,3	18,7	9,9
	Интервал изменения, м	0,4-28,3	18,6-44,1	0,7-26	1-30,2	0,8-32,6	0,7-29,5	0,7-14,4	1-36,4	1,6-27,1
	Коэффициент вариации	0,433	0,311	0,580	0,852	0,910	0,716	0,485	0,688	0,829

Таблица 2.2.4 Сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.	
		среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации
М-II	18	0,32	0,311	9,5	0,275
Ю-0 русл.	18	0,88	0,174	3,6	0,575
Ю-0 нерусл.	19	0,3	0,725	6,1	0,465
Ю-I русл.	19	0,89	0,09	3,8	0,545
Ю-I нерусл.	17	0,51	0,523	5,3	0,547
Ю-II	13	0,9	0,366	3,25	0,563
Ю-IIIa	13	0,8	0,640	3	0,551
Ю-III	13	0,83	0,130	2,9	0,911
PZ	13	0,7	0,389	5	0,866

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамическим исследованиям скважин приведены в таблице 2.2.5.

Ниже приводятся емкостные фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов согласно вышеуказанной таблице.

Таблица 2.2.5 Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5
Горизонт М-II-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	24	25	-
	Количество определений	349	407	-
	Среднее значение	210,62	0,19	-
	Интервал изменения	1,01-2607	0,118-0,329	-
	Коэффициент вариации	1,789	0,205	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	199	175
	Количество определений	-	986	624
	Средневзвешен. значение	-	0,18	0,49
	Интервал изменения	-	0,12-0,28	0,40-0,73
	Коэффициент вариации	-	0,237	0,07
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	45	-	-
	Количество определений	180	-	-
	Среднее значение	290,4	-	-
	Интервал изменения	0,82-5244,87	-	-
	Коэффициент вариации	3,38	-	-
Горизонт М-II-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	7	7	-
	Количество определений	35	43	-
	Среднее значение	158,65	0,189	-
	Диапазон изменения	2,53-772,61	0,128-0,242	-
	Коэффициент вариации	1,12	0,17	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	56	39
	Количество определений	-	82	56
	Средневзвешен. значение	-	0,17	0,53
	Диапазон изменения	-	0,12-0,23	0,40-0,68
	Коэффициент вариации	-	0,139	0,138
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	3	-	-
	Количество определений	14	-	-
	Среднее значение	1125,7	-	-
	Диапазон изменения	32,92-1283,52	-	-
	Коэффициент вариации	0,72	-	-

1	2	3	4	5
Объект (М-II-1+ М-II-2)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	24	25	-
	Количество определений	384	450	-
	Среднее значение	205,88	0,189	-
	Диапазон изменения	1,01-2607	0,118-0,329	-
	Коэффициент вариации	1,767	0,201	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	199	176
	Количество определений	-	1068	680
	Средневзвешен. значение	-	0,18	0,50
	Диапазон изменения	-	0,12-0,28	0,40-0,73
	Коэффициент вариации	-	0,153	0,065
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	49	-	-
	Количество определений	221	-	-
	Среднее значение	348,69	-	-
	Диапазон изменения	0,82-5244,87	-	-
	Коэффициент вариации	2,65	-	-
Горизонт Ю-0-16 русловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	5	5	-
	Количество определений	143	145	-
	Среднее значение	481,18	0,272	-
	Интервал изменения	2,39-2190	0,195-0,347	-
	Коэффициент вариации	0,69	0,09	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	31	29
	Количество определений	-	105	82
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,55
	Интервал изменения	-	0,19-0,34	0,40-0,71
	Коэффициент вариации	-	0,085	0,131
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	12	-	-
	Количество определений	52	-	-
	Среднее значение	65,08	-	-
	Интервал изменения	5,72-265,0	-	-
	Коэффициент вариации	1,40	-	-
Горизонт Ю-0-2 русловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	10	19	-
	Среднее значение	568,24	0,277	-
	Интервал изменения	51,4-2069,8	0,249-0,307	-
	Коэффициент вариации	0,82	0,07	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	13	11
	Количество определений	-	24	20
	Средневзвешен. значение	-	0,25	0,49
	Интервал изменения	-	0,22-0,29	0,42-0,62
	Коэффициент вариации	-	0,067	0,099
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определений	45	-	-
	Среднее значение	138,66	-	-
	Интервал изменения	41,0-1015,0	-	-
	Коэффициент вариации	2,08	-	-
Горизонт Ю-1 русловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	99	107	-
	Среднее значение	1222,95	0,268	-
	Интервал изменения	16-4686	0,183-0,323	-
	Коэффициент вариации	0,88	0,12	-

1	2	3	4	5
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	10	10
	Количество определений	-	39	34
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,55
	Интервал изменения	-	0,19-0,30	0,42-0,70
	Коэффициент вариации	-	0,083	0,144
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-
	Количество определений	24	-	-
	Среднее значение	538,96	-	-
	Интервал изменения	6,0-1303,29	-	-
	Коэффициент вариации	1,03	-	-
II-объект (Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1 русловые)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	8	8	-
	Количество определений	252	271	-
	Среднее значение	776,05	0,270	-
	Интервал изменения	2,39-4686	0,183-0,347	-
	Коэффициент вариации	0,65	0,09	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	48	44
	Количество определений	-	168	136
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,54
	Интервал изменения	-	0,19-0,34	0,40-0,71
	Коэффициент вариации	-	0,083	0,136
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	18	-	-
	Количество определений	101	-	-
	Среднее значение	195,9	-	-
	Интервал изменения	5,72-1303,29	-	-
	Коэффициент вариации	1,88	-	-
Горизонт Ю-IIIa				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	11	11	-
	Среднее значение	0,1-465,52	0,157	-
	Интервал изменения	46,62	0,081-0,313	-
	Коэффициент вариации	2,823	0,458	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	100	96
	Количество определений	-	416	397
	Средневзвешен. значение	-	0,15	0,61
	Интервал изменения	-	0,07-0,33	0,40-0,89
	Коэффициент вариации	-	0,312	0,168
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	9	-	-
	Количество определений	32	-	-
	Среднее значение	753,57	-	-
	Интервал изменения	10,6-2905,2	-	-
	Коэффициент вариации	1,49	-	-
Горизонт Ю-III				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	15	15	-
	Количество определений	441	467	-
	Среднее значение	2771,03	0,271	-
	Интервал изменения	1,17-10000	0,139-0,358	-
	Коэффициент вариации	1,072	0,140	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	125	122
	Количество определений	-	203	198
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,84
	Интервал изменения	-	0,12-0,31	0,45-0,94
	Коэффициент вариации	-	0,092	0,097
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	55	-	-
	Количество определений	616	-	-
	Среднее значение	4646,24	-	-
	Интервал изменения	0,1-20031,5	-	-
	Коэффициент вариации	1,46	-	-

1	2	3	4	5
III-объект (Ю-IIIa, Ю-III)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	18	18	-
	Количество определений	452	478	-
	Среднее значение	2704,74	0,268	-
	Интервал изменения	0,1-10000	0,081-0,358	-
	Коэффициент вариации	1,097	0,159	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	140	140
	Количество определений	-	618	596
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,81
	Интервал изменения	-	0,07-0,33	0,40-0,94
	Коэффициент вариации	-	0,225	0,093
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	60	-	-
	Количество определений	703	-	-
	Среднее значение	4297,72	-	-
	Интервал изменения	0,1-20031,5	-	-
	Коэффициент вариации	1,52	-	-
Ю-0-1A				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	19	9
	Количество определений	-	28	11
	Средневзвешен. значение	-	0,22	0,49
	Интервал изменения	-	0,17-0,28	0,40-0,57
	Коэффициент вариации	-	0,111	0,091
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Горизонт Ю-0-1b неруловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	8	8	-
	Количество определений	77	77	-
	Среднее значение	645,41	0,252	-
	Интервал изменения	1,08-5600	0,18-0,321	-
	Коэффициент вариации	1,36	0,14	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	86	69
	Количество определений	-	182	108
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,48
	Интервал изменения	-	0,16-0,30	0,40-0,63
	Коэффициент вариации	-	0,118	0,119
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	6	-	-
	Количество определений	10	-	-
	Среднее значение	5,92	-	-
	Интервал изменения	0,073- 17,06	-	-
	Коэффициент вариации	1,04	-	-
Горизонт Ю-0-2 неруловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	15	15	-
	Количество определений	146	153	-
	Среднее значение	592,98	0,246	-
	Интервал изменения	1-10000	0,179-0,327	-
	Коэффициент вариации	2,818	0,120	-

1	2	3	4	5
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	99	82
	Количество определений	-	310	187
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,50
	Интервал изменения	-	0,16-0,31	0,40-0,67
	Коэффициент вариации	-	0,113	0,121
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-
	Количество определений	9	-	-
	Среднее значение	10,64	-	-
	Интервал изменения	4,17-37,5	-	-
	Коэффициент вариации	1,27	-	-
Горизонт Ю-I (А+Б) нерусловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	7	7	-
	Количество определений	52	56	-
	Среднее значение	647,05	0,255	-
	Интервал изменения	1,87-9200	0,186-0,315	-
	Коэффициент вариации	2,322	0,140	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	33	30
	Количество определений	-	101	63
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,50
	Интервал изменения	-	0,18-0,30	0,41-0,63
	Коэффициент вариации	-	0,116	0,130
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	1	-	-
	Среднее значение	38	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-
IV-объект (Ю-0-1А+Ю-0-1Б+Ю-0-2+Ю-1А+Ю-1Б нерусловые)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	21	21	-
	Количество определений	275	286	-
	Среднее значение	617,89	0,249	-
	Интервал изменения	1-10000	0,179-0,327	-
	Коэффициент вариации	2,347	0,133	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	140	124
	Количество определений	-	620	369
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,49
	Интервал изменения	-	0,16-0,31	0,40-0,67
	Коэффициент вариации	-	0,116	0,086
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	16	-	-
	Количество определений	29	-	-
	Среднее значение	10,08	-	-
	Интервал изменения	0,073-38,0	-	-
	Коэффициент вариации	1,19	-	-
V-объект (горизонт Ю-II)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	68	73	-
	Среднее значение	688,87	0,276	-
	Интервал изменения	1,25-2685,29	0,18-0,327	-
	Коэффициент вариации	0,79	0,09	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	45	38
	Количество определений	-	109	76
	Средневзвешен. значение	-	0,25	0,54
	Интервал изменения	-	0,17-0,31	0,41-0,67
	Коэффициент вариации	-	0,121	0,118
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	8	-	-
	Количество определений	27	-	-
	Среднее значение	610,7	-	-
	Интервал изменения	1,39-4818,32	-	-
	Коэффициент вариации	1,81	-	-

Как видно из таблицы, юрские горизонты – русловые Ю-0 и Ю-I, нерусловые Ю-0 и Ю-I, Ю-II, Ю-III – по данным лабораторных анализов керна характеризуются более высокой пористостью, чем меловой горизонт М-II, соответственно имея значения 0,270 доли ед. в русловых Ю-0, Ю-I; 0,249 доли ед. в нерусловых горизонтах Ю-0, Ю-I; 0,276 доли ед. в Ю-II, 0,268 доли ед. в Ю-III и 0,189 доли ед. в горизонте М-II. Проницаемость по керну по продуктивным горизонтам варьирует в пределах от 0,1 до $10000 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, а для юры $2704,74 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (Ю-III), $688,87 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ в Ю-II, $776,05 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (русловые Ю-0, Ю-I), $617,89 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (нерусловые Ю-0, Ю-I). Высокие коэффициенты вариации связаны с большим разбросом значений проницаемости по керну.

По результатам геофизических исследований скважин средняя пористость для мелового (М-II) и юрских горизонтов (Ю-0 и Ю-I-русловые и Ю-0 и Ю-I-нерусловые, Ю-III) составляет соответственно 0,18 доли ед. для мела; 0,26 доли ед. для русловых Ю-0, Ю-I; 0,24 доли ед. для нерусловых Ю-0, Ю-I; 0,26 доли ед. для Ю-II, 0,26 доли ед. для Ю-III.

Коэффициенты вариации по пористости по данным керна и результатам ГИС близки по значению и варьируют от 0,08 до 0,46.

Коэффициент нефтенасыщенности для мелового горизонта (М-II) составляет 0,50 доли ед; 0,54 доли ед. – для русловых Ю-0, Ю-I; 0,49 доли ед. – для нерусловых Ю-0, Ю-I, 0,54 доли ед. для Ю-II, для горизонта Ю-III он выше и составляет 0,81 доли ед.

По результатам гидродинамических исследований средний коэффициент проницаемости составляет для горизонта М-II – $348,69 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, для русловых Ю-0, Ю-I – $195,9 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, для нерусловых Ю-0, Ю-I – $10,08 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, для Ю-II и Ю-III – $610,7 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ и $4646,24 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

В таблице 2.2.6 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям. Высокое качество отбора керна и данные, полученные при изучении керна, позволяют сопоставить величину пористости пород, оцененную по керну и при интерпретации кривых ГИС. Значение пористости по керну и по ГИС близки между собой. Данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну. Также средние значения проницаемости по объектам, определенные по керну и по ГИС незначительно разнятся. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

Таким образом, наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами и наиболее выдержанными по площади и по разрезу являются коллекторы основного продуктивного горизонта Ю-III, в котором сосредоточена большая часть запасов нефти.

Таблица 2.2.6 Статистические ряды распределения проницаемости горизонта

Интервалы изменения, 10 ⁻³ мкм ²	По данным ГИС												Интервалы изменения, 10 ⁻³ мкм ²	По данным лабораторного изучения керна											
	Число случаев													Число случаев											
	М-П-1	М-П-2	Ю-0-1б русл.	Ю-0-2 русл.	Ю-1 русл.	Ю-Ша	Ю-П	Ю-0-1б нерусл.	Ю-0-2 нерусл.	Ю-1 нерусл.	Ю-П	PR-PZ		М-П-1	М-П-2	Ю-0-1 б русл.	Ю-0-2 русл.	Ю-1 русл.	Ю-Ша	Ю-П	Ю-0-1б нерусл.	Ю-0-2 нерусл.	Ю-1 нерусл.	Ю-П	PR-PZ
0,1-1	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	2	0,1-1	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	
1-10	149	20	-	-	-	127	3	-	-	-	4	28	1-10	75	4	5	-	-	1	10	10	44	9	5	
10-100	400	41	30	12	19	62	29	93	132	45	39	3	10-100	139	14	31	3	12	1	26	21	57	17	11	
100-200	4	-	16	4	10	7	21	19	30	5	16	-	100-200	38	8	13	2	-	-	19	6	8	5	-	
200-300	-	-	4	-	2	1	28	2	4	2	4	-	200-300	29	3	16	2	-	-	8	3	6	2	3	
300-400	-	-	-	-	-	-	17	-	-	1	1	-	300-400	10	3	13	-	-	-	8	3	1	3	4	
400-500	-	-	-	-	-	1	8	-	-	-	1	-	400-500	17	-	10	-	-	1	13	2	1	2	4	
500-600	-	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-	-	500-600	8	2	9	-	4	-	9	4	3	-	5	
600-700	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	600-700	5	-	7	-	1	-	10	3	2	2	4	
700-800	-	-	-	-	-	1	9	-	-	-	-	-	700-800	5	1	7	1	4	-	4	-	3	1	4	
800-900	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	800-900	5	-	7	-	-	-	13	1	-	3	6	
900-1000	-	-	-	-	-	1	5	-	-	-	-	-	900-1000	4	-	6	-	3	-	11	2	-	-	5	
1000-2000	-	-	-	-	-	4	48	-	-	-	-	-	1000-2000	11	-	16	1	23	-	92	18	10	4	16	
2000-3000	-	-	-	-	-	1	11	-	-	-	-	-	2000-3000	3	-	3	1	17	-	71	2	3	2	1	
3000-4000	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	3000-4000	-	-	-	-	8	-	40	1	1	-	-	
4000-5000	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	4000-5000	-	-	-	-	1	-	16	-	3	-	-	
5000-6000	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	5000-6000	-	-	-	-	-	-	36	1	-	1	-	
6000-7000	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	6000-7000	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-	
7000-8000	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	7000-8000	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	
8000-9000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8000-9000	-	-	-	-	-	-	15	-	1	-	-	
9000-10000	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	9000-10000	-	-	-	-	-	-	2	-	2	1	-	
>10000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	>10000	-	-	-	-	-	-	15	-	1	-	-	

2.3. Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа

За отчетный период свойства пластовой нефти продуктивных горизонтов новыми пробами не исследованы, в связи с чем принятые параметры нефти оставались без изменения. В целом свойства пластовой нефти месторождения исследованы на основе 99 проб. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях исследованы по 91 пробой.

Свойства пластового газа продуктивного горизонта М-I за отчетный период была исследована одной новой рекомбинированной пробой из скважины 343 (инт.перф.1574-1576м). Отбор образцов газа и стабильного конденсата, а также исследования рекомбинированной пробы были проведены специалистами лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». По рекомбинированной пробы были проведены все исследования для проб газоконденсата.

Изучение ранее отобранных проб нефти и газа проводились в лабораториях УзбекНИПИнефть, Pensor, Тогуз, ТОО "СNEC", ТОО "Мунайгазгеолсервис", «CoreLab-Pensor», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» ныне ТОО «КМГ Инжиниринг».

2.3.1. Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Количество изученных проб пластовой нефти по горизонтам приведено в табл. 2.3.1. Основные результаты лабораторных исследований проб пластовой нефти по всем пробам представлены в табличном приложении П.2.3.1.

Пробы отобраны в последних годах отбирались как при статических, так и при динамических условиях. При текущих термобарических условиях, пластовая смесь по этим пробам находилась в однофазном жидком состоянии, давление насыщения определено ниже давления отбора (Ротб). Соответственно данные пробы могут представлять текущую характеристику флюидальной системы продуктивных горизонтов, при правильном отборе.

Для более детального анализа в рамках отчета «ПЗ-2021г» была построена PVT модель пластового флюида для горизонтов Северного свода – М-II (М-II-1 и М-II-2), Ю-0 (Ю-0-1а, Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1а); Южного свода – М-II (М-II-1 и М-II-2), Ю-0 (Ю-0-1а, Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1а), Ю-II, Ю-III. Моделирование пластовой нефти выполнялось в симуляторе Schlumberger PVTi. В качестве параметров регрессии уравнения состояния выступали критические свойства (давление и температура) фракций C₇₊. Для настройки плотности использовался коэффициент коррекции объёма – shift-параметр. Для расчётов вязкости использована корреляция Лоренца-Брея-Кларка (LBC), а для настройки на экспериментальные данные – коэффициенты полинома LBC. Экспорт модели выполнен в формате «Eclipse black oil» (PVTO/PVDG).

Таблица 2.3.1 - Изученность месторождения Акшабулак Центральный пробами пластовой нефти

Горизонт	Купол	Количество проб
М-II	Северный	17
	Южный	7
Ю-0	Северный	14
	Южный	12
Ю-II	Северный	0
	Южный	6
Ю-III	единый	43
Итого		99

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта М-II (М-II-1 и М-II-2) Северного свода

Согласно результатам интерпретации геологической информации, горизонты М-II гидродинамически разделены на два купола, южный и северный. Поэтому при обосновании свойств пластового флюида необходимо было оценить, есть ли различие в свойствах флюида по куполам. Как показал анализ результатов лабораторных исследований, свойства пластовой нефти различаются в северном и южном куполе.

Согласно результатам исследования 17 глубинных проб Северного свода газосодержание пластовой нефти, по данным стандартной сепарации составило $26,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при стандартном отклонении $\pm 4 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Одна проба с низким значением забракована (скв. 11 от 02.04.1991). Средняя плотность сепарированной нефти по результатам стандартной сепарации составила $830.1 \text{ кг}/\text{м}^3$ при стандартном отклонении $\pm 5 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Согласно изученным данным свойства пластовой нефти (газосодержание, плотность дегазированной нефти) изменяются в узких диапазонах, что указывает на отсутствие значимой дифференциации свойств по рассматриваемым горизонтам и пачкам продуктивных отложений в пределах Северного свода.

Вместе с тем, давление насыщения пластовой нефти изменяется по пробам очень сильно (от 2,4 до 10 МПа). Такое изменение не может быть обосновано физическими явлениями. Анализ первичных данных показал, что значительная флуктуация значений параметра связана с результатами исследований лабораторий УзбекНИПИнефть, Тогуз и Мунайгазгеолсервис. Проверка этих данных на соответствие материальному балансу также показала, что получаемые данные этих лабораторий очень низкого качества. Поэтому использование этих данных для обоснования свойств начальной пластовой нефти было сведено к минимуму.

По результатам экспериментальных замеров построены зависимости параметров пластовой нефти от газосодержания (рис. 2.3.1 – 2.3.4). Для отбраковки некачественных значений параметров использовался контроль данных по материальному балансу (см. табл. П.2.3.1, где проведен расчёт отклонения для объёмного коэффициента). Кроме того, все

данные оценивались с помощью уравнения состояния для устранения грубых ошибок лабораторных исследований.

Для оценки свойств начальной пластовой нефти осуществлялась математическая рекомбинация состава с использованием полученного среднего значения газосодержания. Составы газа и нефти использовались по результатам исследований лаборатории CoreLab (Великобритания), как наиболее качественные и детальные. По остальным лабораториям состав дегазированной нефти либо отсутствует, либо определение состава осуществлялось с нарушением методик проведения, что привело к некачественным результатам (напр., отсутствие «плюсового» остатка в составе). Свойства фракций нефти были получены путём экспоненциального прогноза от углеводородного числа с учётом соблюдения материального баланса с принятой плотностью и молекулярной массой нефти. Полученный состав пластовой нефти использовался для грубой оценки качества лабораторных результатов, в результате которых были забракованы явно некондиционные значения параметров (давление насыщения, объёмный коэффициент, плотность пластовой нефти).

Параметры пластовой нефти определены согласно модели пластовой нефти, параметры уравнения состояния которой были настроены на воспроизведение адекватных экспериментальных данных. В результате получена модель, характеризующая поведение свойств флюида, максимально приближенная к достоверным значениям параметров, и имеющая физическую взаимосвязь свойств не только при начальных условиях, но и при моделировании разработки залежи на истощение. По полученной модели пластовой нефти рассчитаны свойства для подсчёта запасов, с учётом промысловых условий разгазирования по сепаратору (табл. 2.3.3).

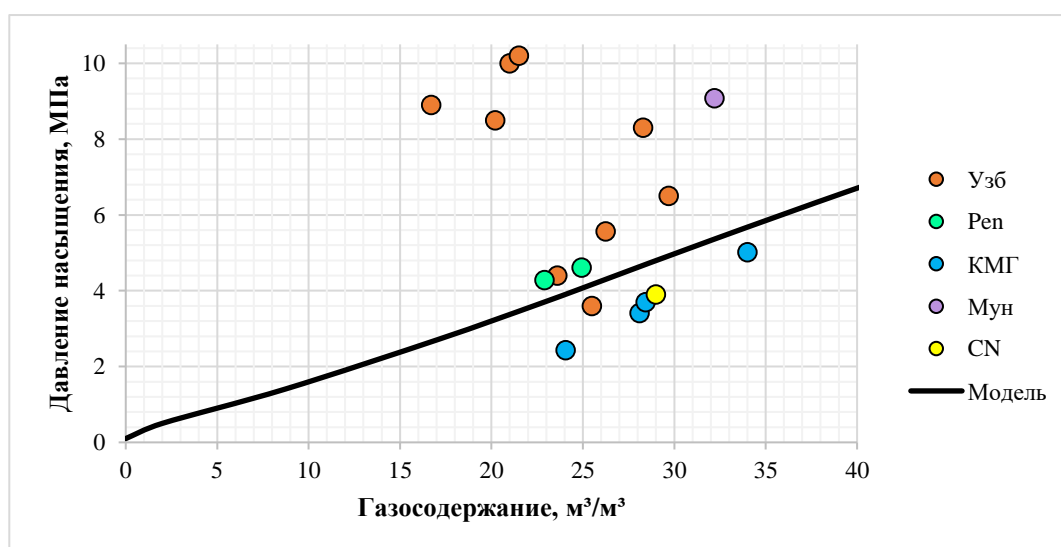


Рис. 2.3.1 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного купола

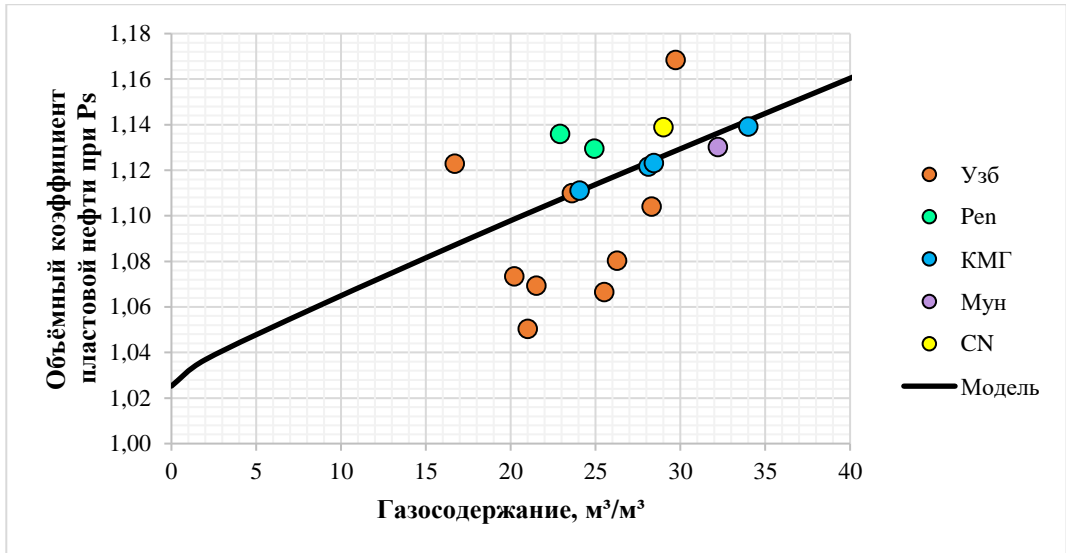


Рис. 2.3.2 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного купола

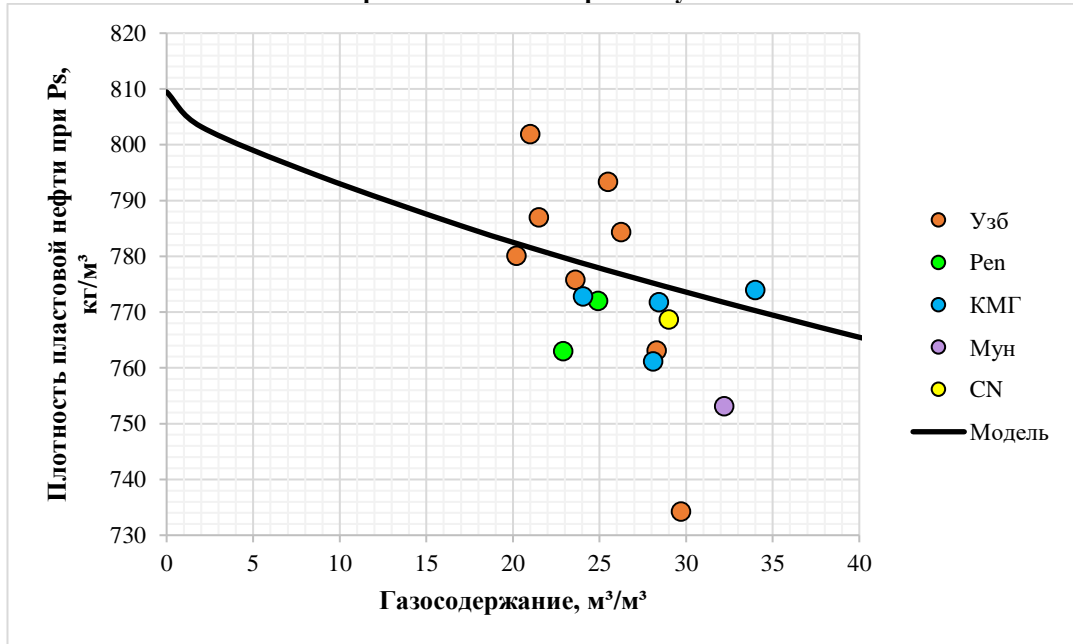


Рис. 2.3.3 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного купола

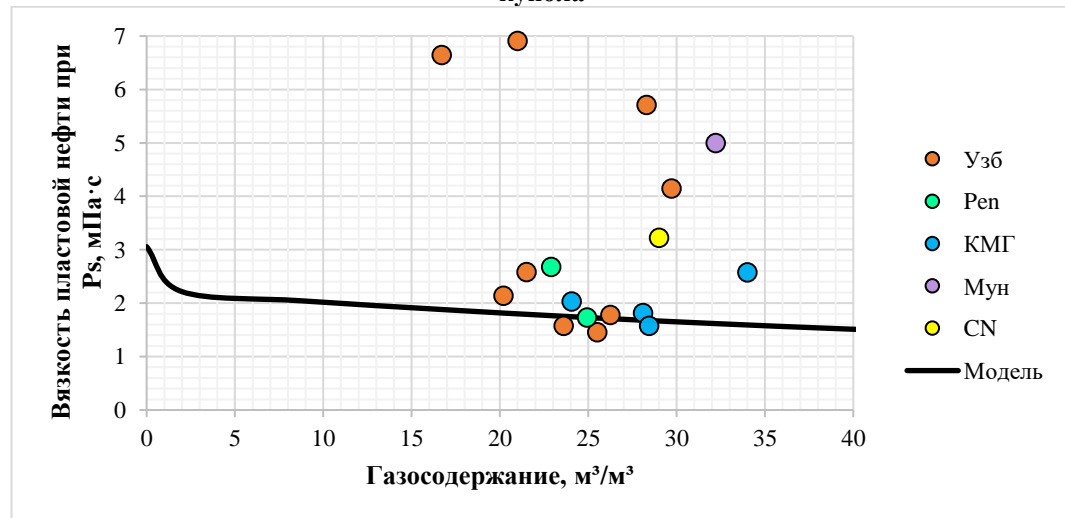


Рис. 2.3.4 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного купола

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонт М-II (М-II-1 и М-II-2) Южного свода

Не смотря на небольшое количество отобранных и изученных проб, свойства пластовой нефти Южного свода горизонта М-II по результатам исследований заметно отличаются от свойств нефти Северного свода. Если газосодержание пластовой нефти Северного свода однозначно оценено на уровне $26 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то газосодержание пластовой нефти Южного свода оценивается на уровне $53,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что подтверждается анализом пяти глубинных проб (стандартное отклонение $\pm 5 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Одна проба отобрана с очень высоким для горизонта газосодержанием – $96 \text{ м}^3/\text{м}^3$, и одна частично разгазированная проба с газосодержанием $8 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Средняя плотность сепарированной нефти по результатам стандартной сепарации пяти проб составила $825,7 \text{ кг}/\text{м}^3$ (стандартное отклонение $\pm 5 \text{ кг}/\text{м}^3$).

Оценка качества результатов лабораторных исследований оценивалась по материальному балансу (табл. П.2.3.1), с помощью зависимостей параметров пластовой нефти от газосодержания (рис. 2.3.5 – 2.3.8) и по уравнению фазового состояния, как описывалось выше.

Важно отметить, что в оценке свойств начального флюида существует неопределённость по газосодержанию (скв. 203,9 $\text{м}^3/\text{м}^3$, лаборатория CoreLab), которую можно рассматривать как менее вероятную ввиду наличия проб лаборатории «Каспиймунайгаз» и требующую подтверждения новыми пробами и замерами по добыче УВ флюидов.

После получения модели пластового флюида рассчитаны свойства начальной пластовой нефти с учётом разгазирования нефти через промысловый сепаратор (табл. 2.3.3).

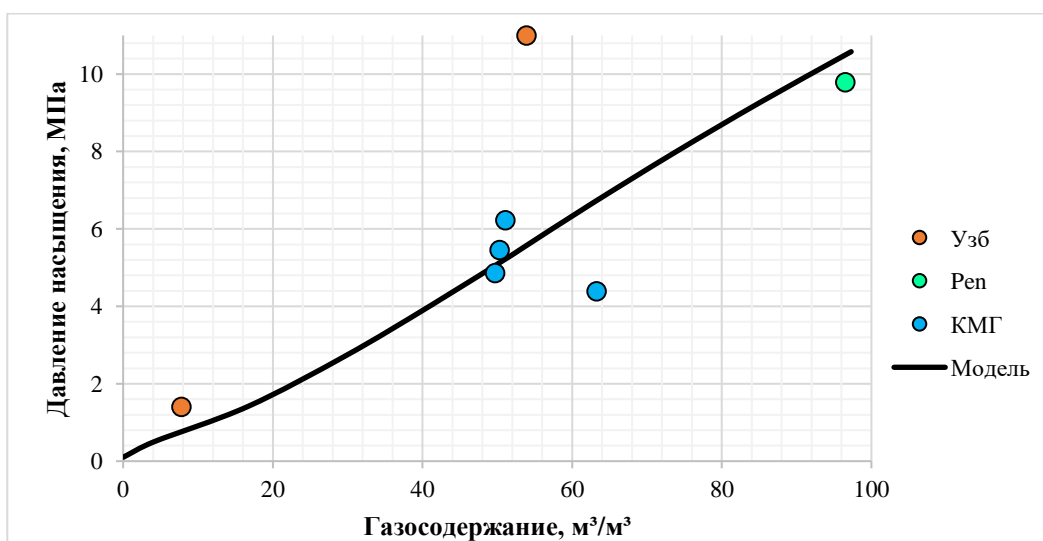


Рис. 2.3.5 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного купола

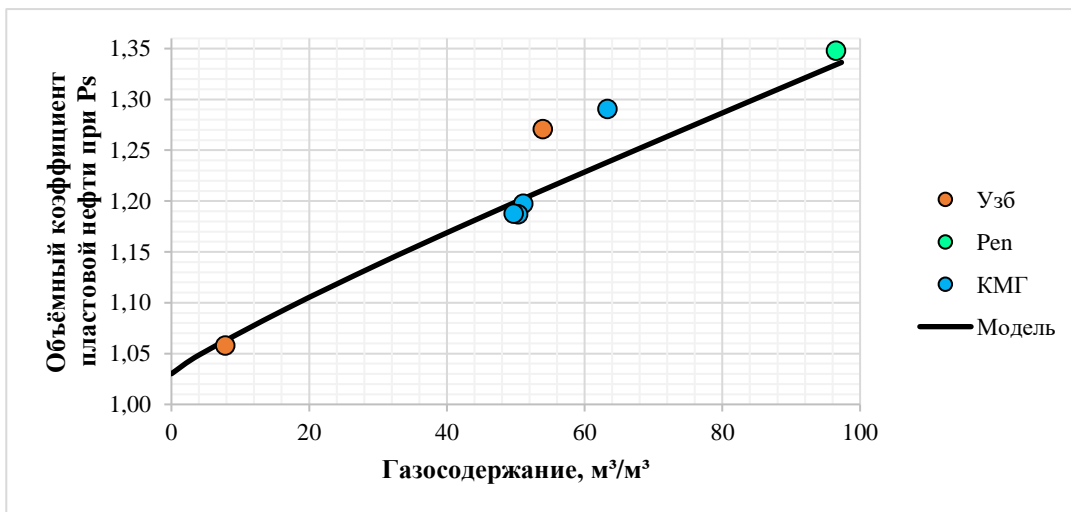


Рис. 2.3.6 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного купола

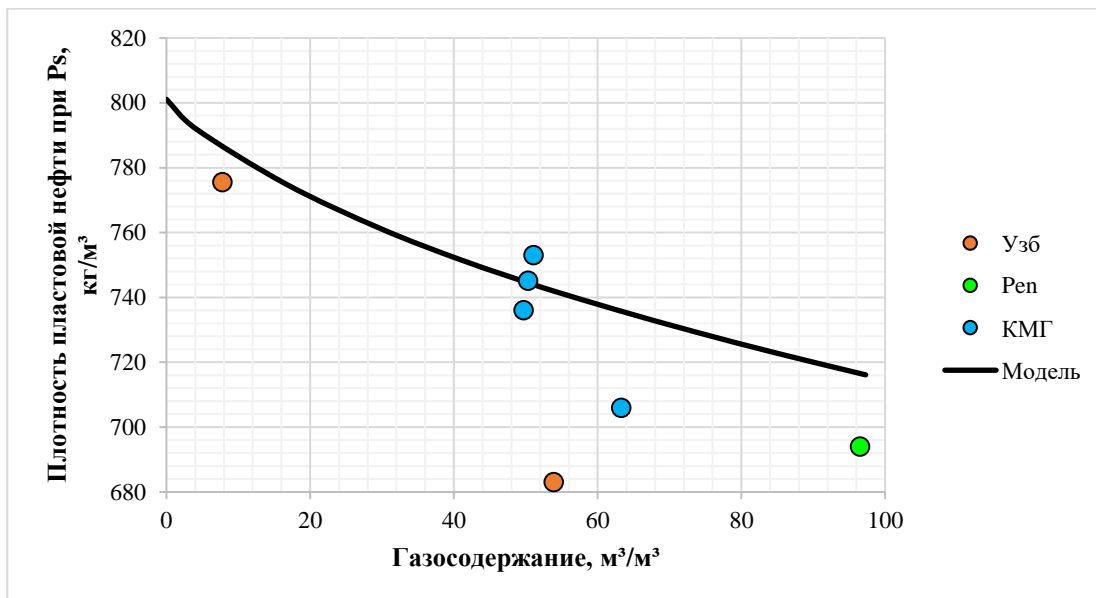


Рис. 2.3.7 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного купола

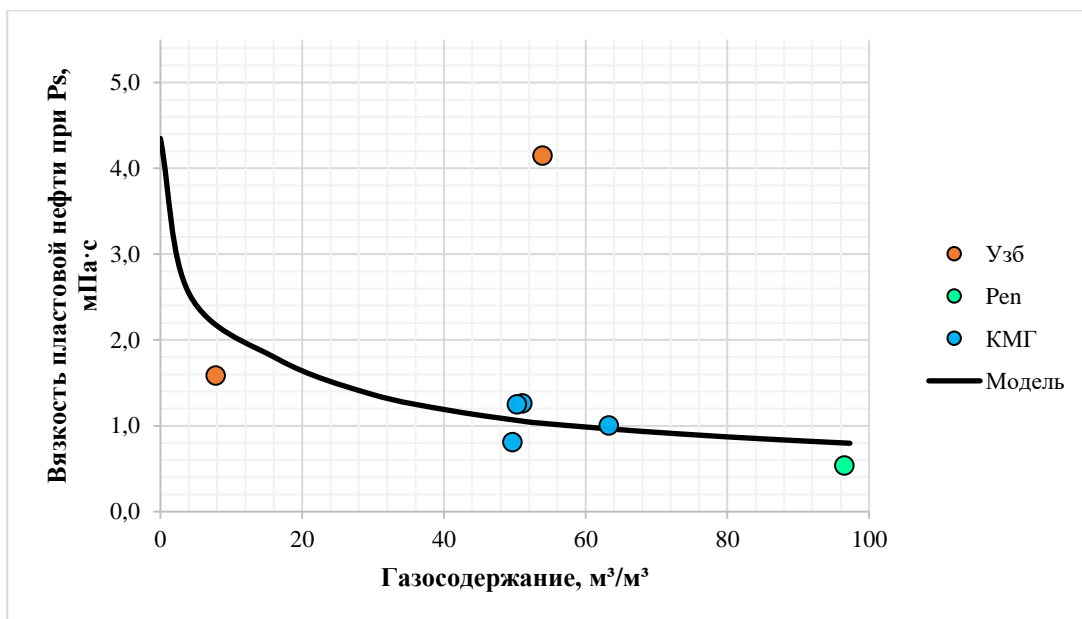


Рис. 2.3.8 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного купола

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-0 (Ю-0-1а, Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1а) Северного свода

По горизонту отобрано и исследовано 14 проб пластовой нефти. Однако неопределённость в оценке газосодержания начальной пластовой нефти сохраняется. Газосодержание нефти по начальным пробам, отобраным в 90-ых годах (5 проб, лаборатории «УзбекНИПИнефть» и «Тогуз»), находится в очень широком диапазоне значений, от 45 до 70 м³/м³. Однако результаты по текущим пробам стабильно дают значения около 51 м³/м³. С учётом значительной недонасыщенности нефти, а также ввиду малого количества проб с высокими значениями, газосодержание начальной нефти принято 51 м³/м³, как среднее значение. Вместе с тем, сохраняется возможность наличия в пласте более газированной нефти, для использования параметров которой должны быть получены достоверные результаты лабораторных исследований и другие промысловые данные.

В пользу принятого газосодержания говорят результаты исследования четырёх глубинных проб, отобранных в 2004 – 2005 гг и изученных в лаборатории «CoreLab». Данные исследования выполнены на высоком профессиональном уровне, что подтверждается стандартными проверками качества состава (экспоненциальное распределение) и свойств пластовой нефти (мат баланс, уравнение состояния) и стабильно качественным результатом (графики зависимости).

На рис. 2.3.9 – 2.3.2.3. построены зависимости основных параметров от газосодержания пластовой нефти, а также модель пластовой нефти, построенная с помощью уравнения состояния, настроенного на воспроизведение экспериментальных данных. Получено удовлетворительная сходимость расчёта с экспериментом. Расчёты по модели позволили сделать прогноз свойств пластовой и сепарированной нефти для

подсчёта запасов, с учётом условий разгазирования, действующей на промысле месторождения Акшабулак Центральный (табл. 2.3.3).

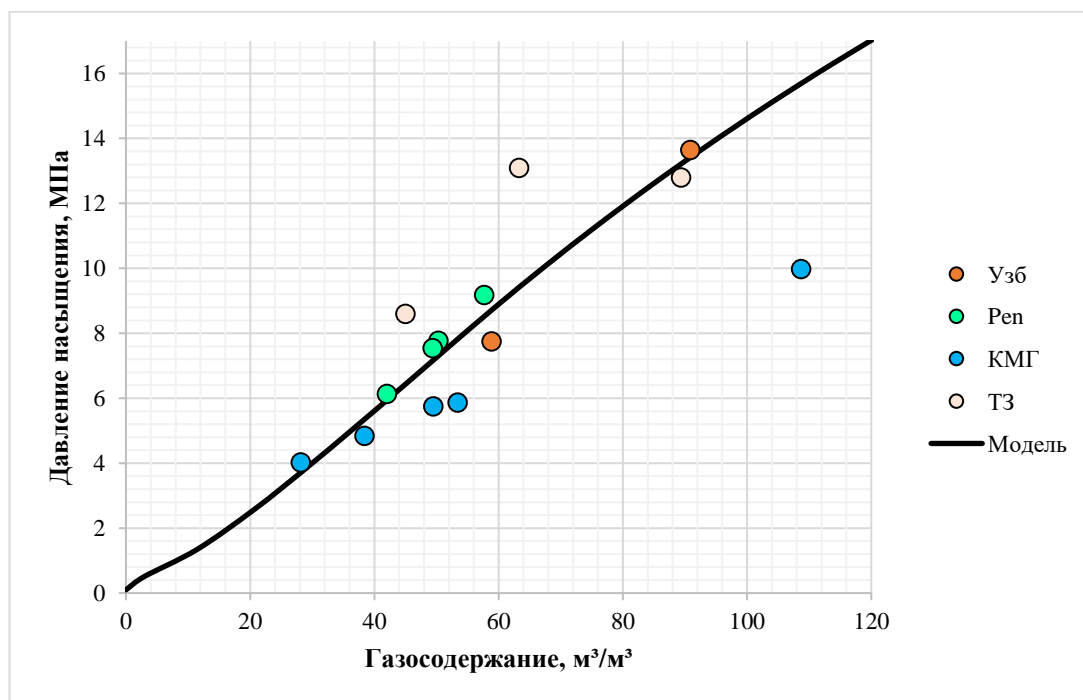


Рис. 2.3.9 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного купола

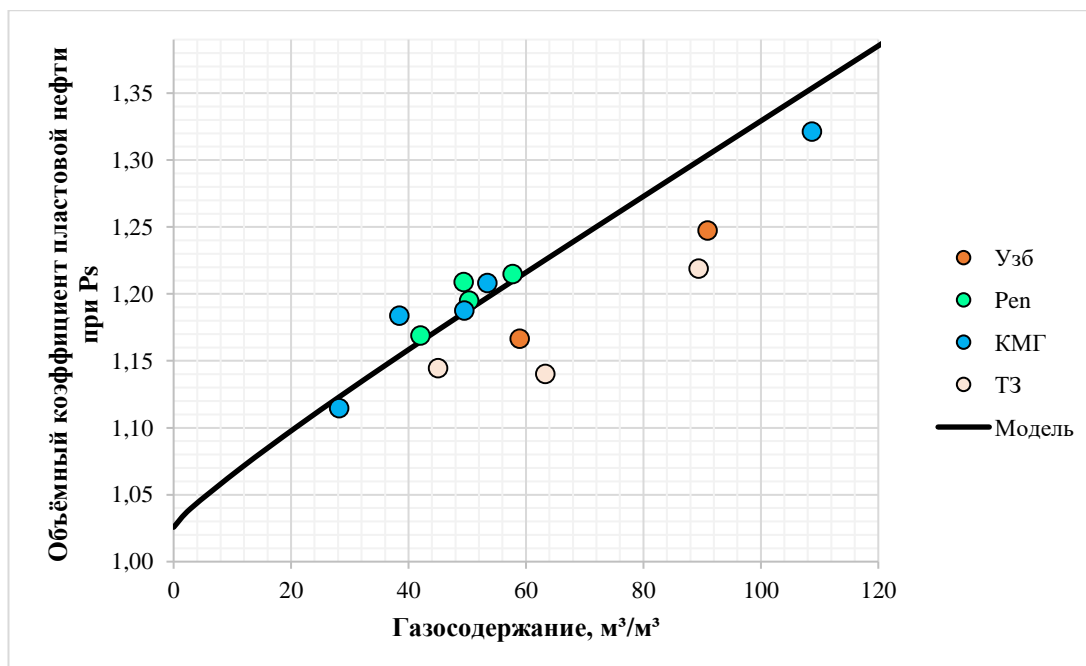


Рис. 2.3.10 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного купола

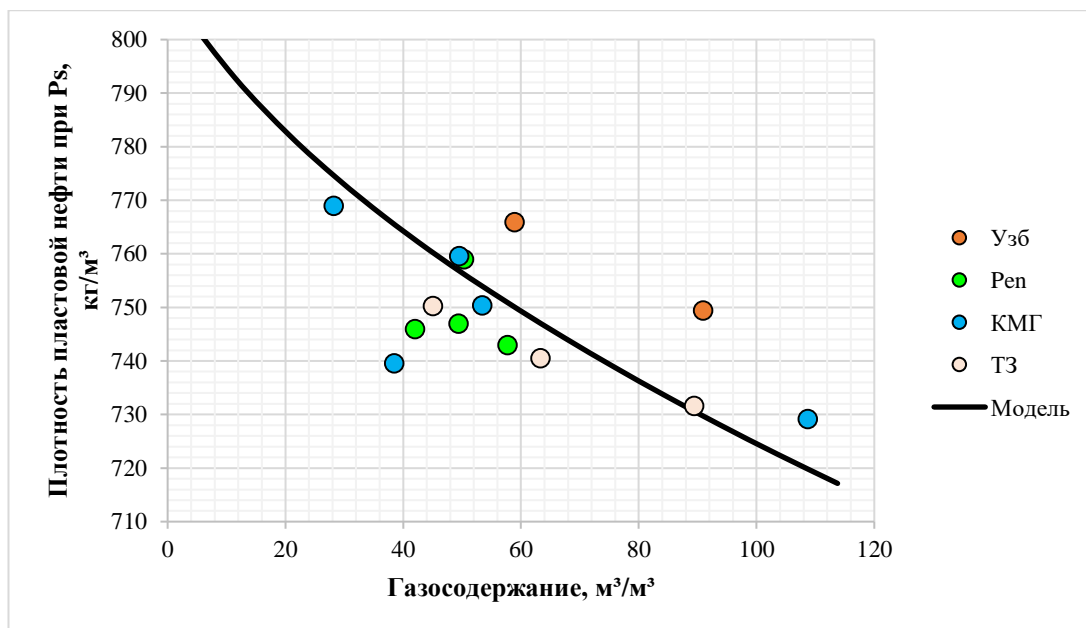


Рис. 2.3.11 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного купола

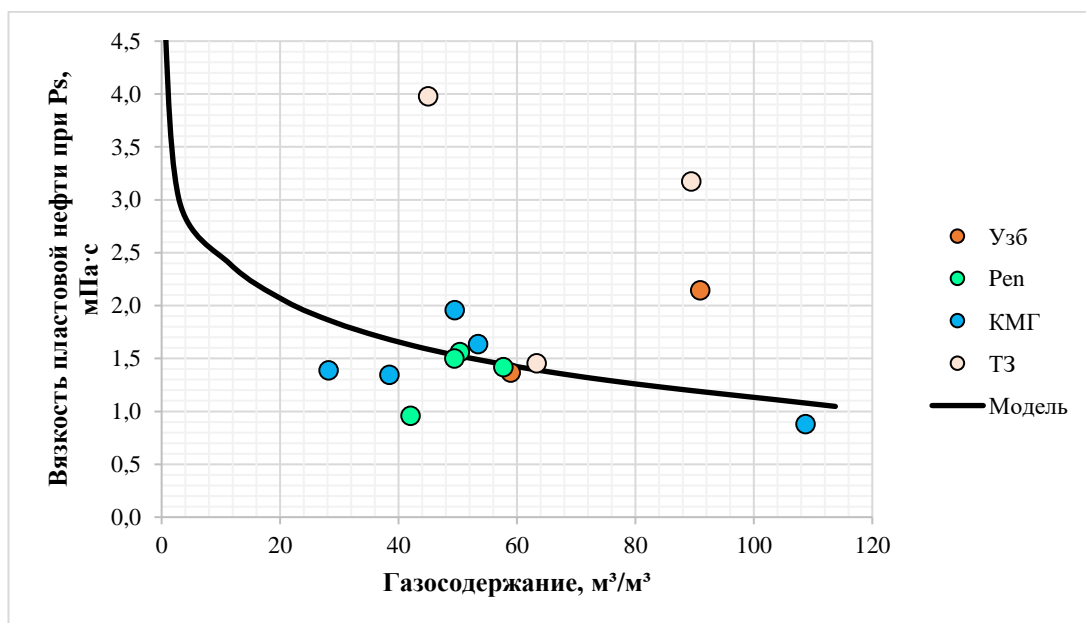


Рис. 2.3.12 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного купола

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-0 (Ю-0-1а, Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1а) Южного свода

Как и по горизонту М-II, параметры пластовой нефти Южного свода горизонта Ю-0 значительно отличаются от параметров нефти Северного свода. Газосодержание пластовой нефти по Южному своду выше (90 м³/м³). Базовыми пробами здесь являются пробы из скв. 7 и 204, по которым выполнен комплекс лабораторных PVT исследований в компании «CoreLab» (табл. П.2.3.1).

Взаимосвязь основных параметров устойчивая, и неоднозначности, в определение наклона зависимостей при построении модели пластовой нефти, не вызывает (рис. 2.3.13 –

2.3.16). Тем не менее при определении вязкости пластовой нефти было получено очень мало качественных результатов. Кроме того, большинство лабораторий ограничиваются за мерами только при пластовом давлении, ограничивая тем самым возможности качественного описания вязкости нефти как в однофазной, так и в двухфазной области.

Модель пластового флюида строилась на основе состава нефти и газа проб скв. 7 и 204, а также принятого по средним значениям газосодержания, с соблюдением материального баланса со свойствами дегазированной нефти. После настройки уравнения состояния на данные экспериментов, сопоставлении расчётов с данными на графиках, выполнены расчёты свойств нефти с учётом промысловых условий разгазирования по сепаратору, для подсчёта запасов (табл.2.3.3).

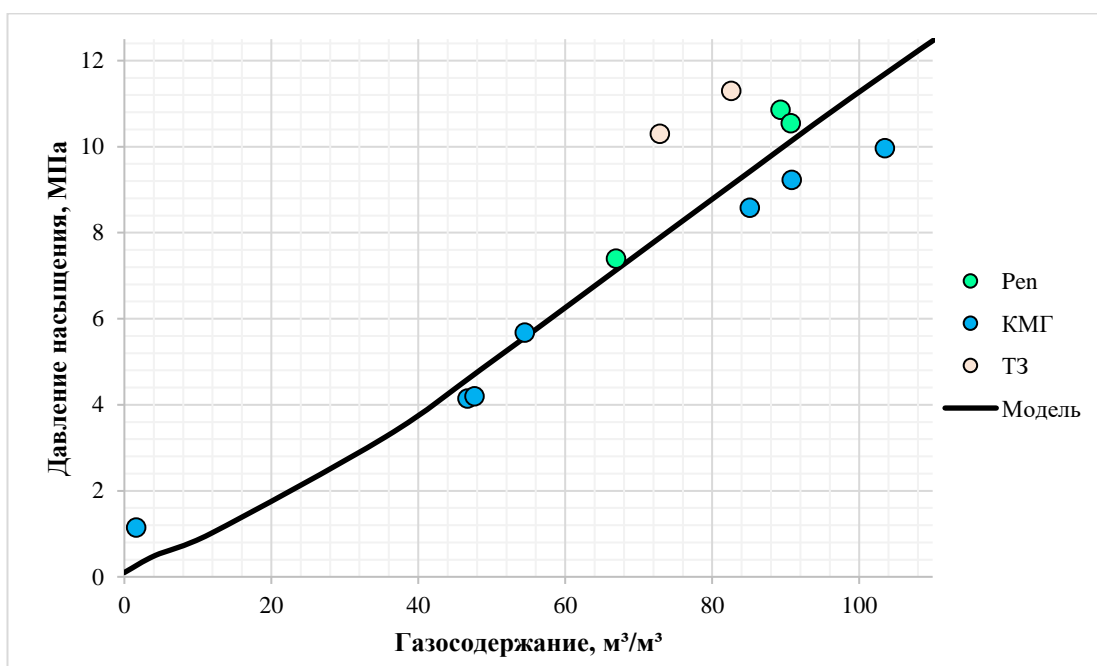


Рис. 2.3.13 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного купола

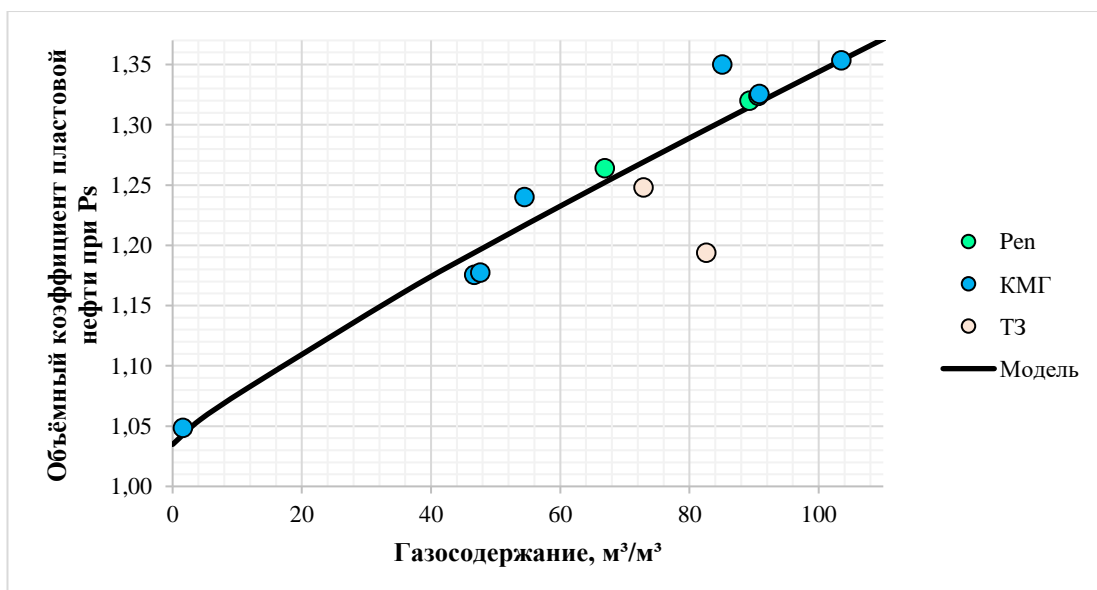


Рис. 2.3.14- Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного купола

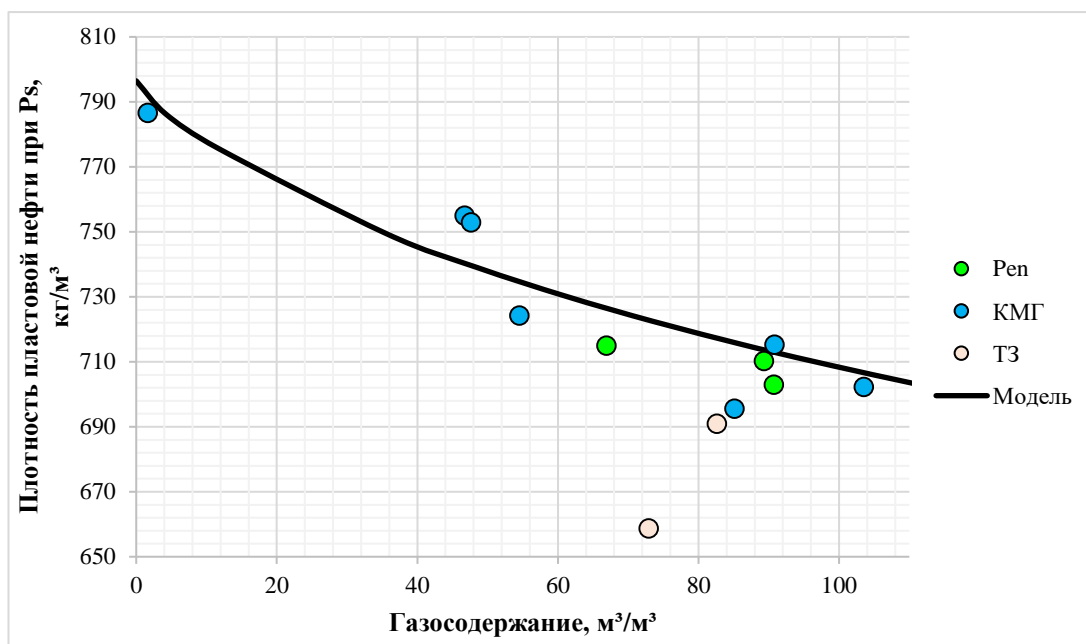


Рис. 2.3.15 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного купола

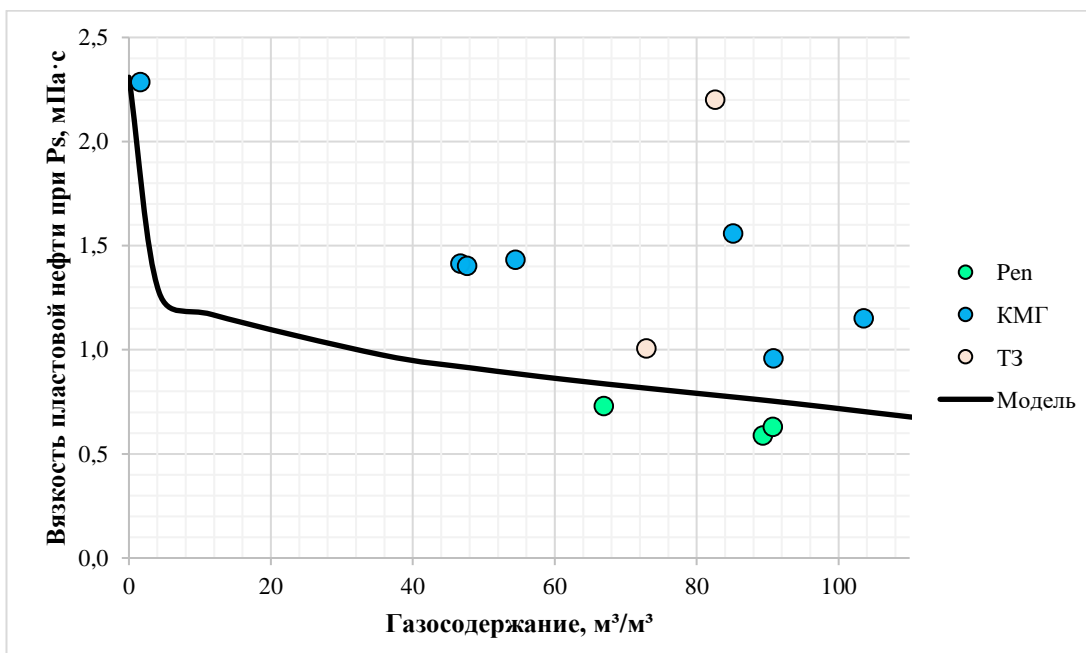


Рис. 2.3.16- Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного купола

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-II Южного свода

По горизонту Ю-II отобрано всего шесть проб из Южного свода. Газосодержание принято по трём пробам, отобранным из скв. 282, 284 и 470 (12.01.2016), на уровне 118 м³/м³ (табл. П.2.3.2). Проба из скв. 470, отобранная в более поздний период (26.11.2016) из того же интервала перфорации, с более низким значением газосодержанием, забракована, ввиду потери части газа, вызванного недостаточно качественной подготовкой скважины, а также отсутствии материального баланса параметров. Проба из скв. 284 с газосодержанием 172

$\text{м}^3/\text{м}^3$ также не может участвовать в обосновании свойств начального флюида, т.к. определённое в лаборатории давление насыщения оказалось выше начального пластового давления, что указывает на двухфазный, некачественный отбор флюида.

Построены зависимости свойств пластовой нефти и приведены расчёты по модели (рис. 2.3.17 – 2.3.20).

В результате моделирования пластового флюида с помощью уравнения состояния были получены свойства пластовой и сепарированной нефти для подсчёта запасов (табл. 2.3.3).

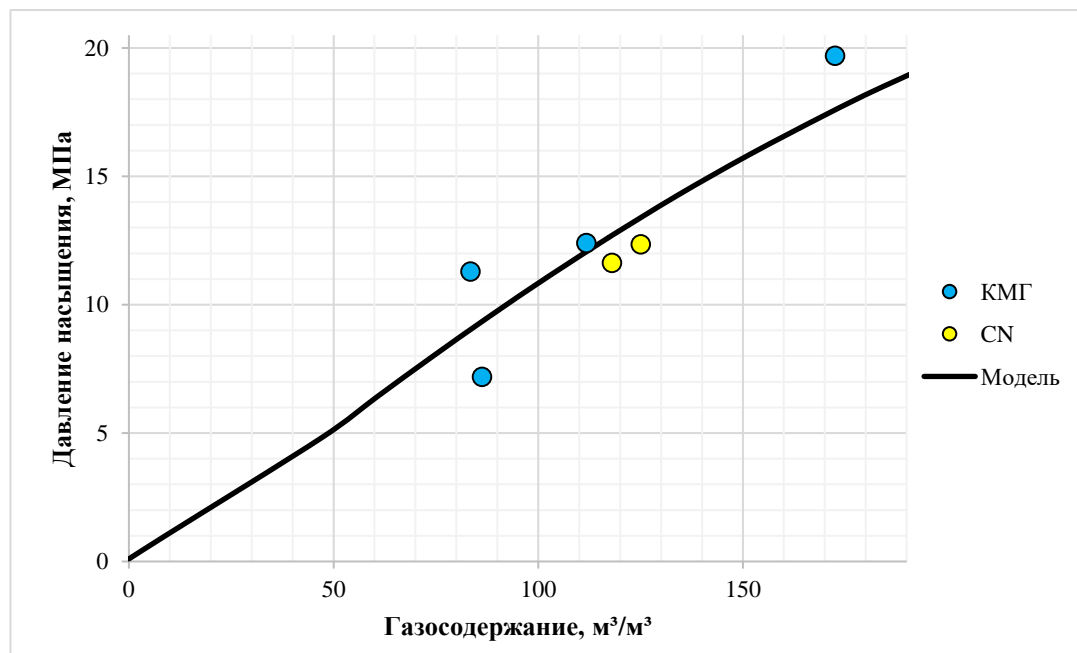


Рис. 2.3.171 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-П Южного купола

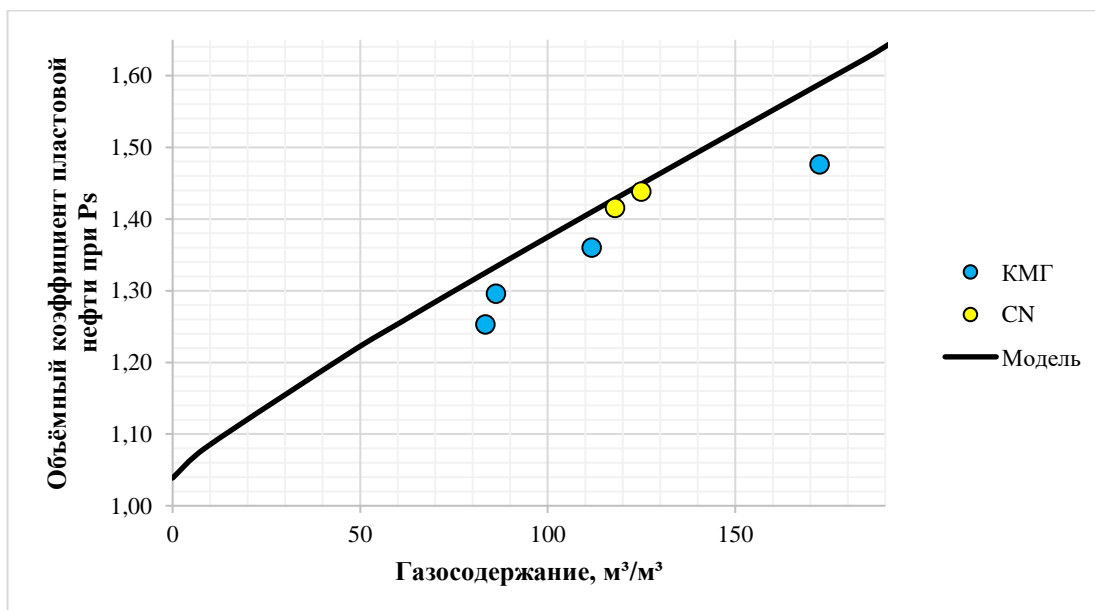


Рис. 2.3.18 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-П Южного купола

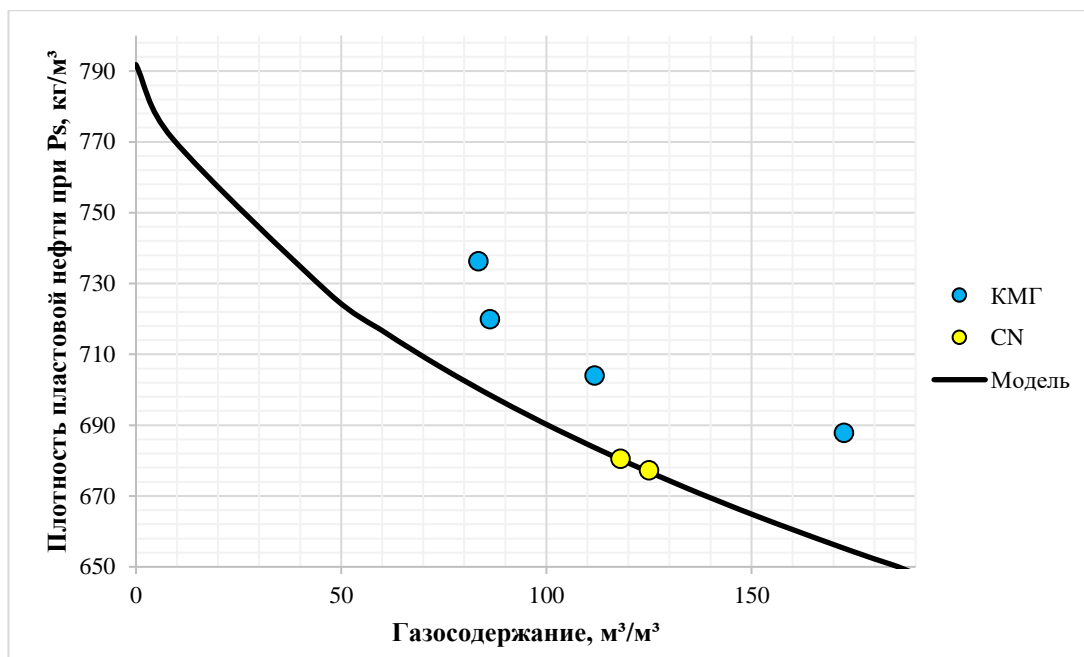


Рис. 2.3.19 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-II Южного купола

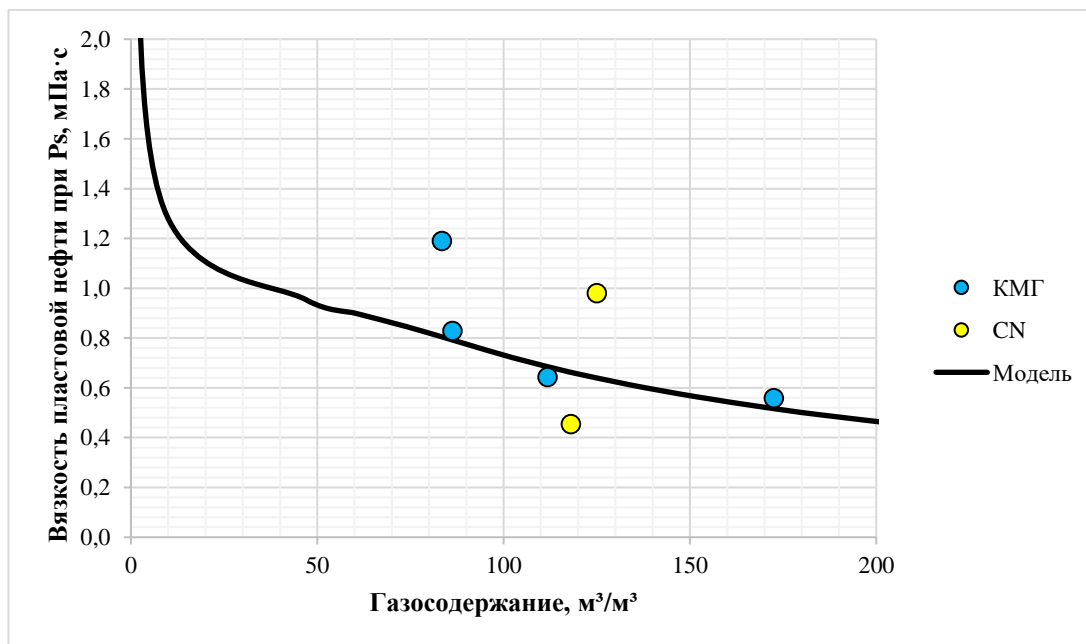


Рис. 2.3.20 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-II Южного купола

Горизонт Ю-II Северный свод

Горизонт разобщён с Южным куполом. Проб отобрано не было. Предлагается использовать данные свойства по флюиду Северного свода вышележащего горизонта, т.е. Ю-0 Северного свода.

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-III Южного свода

Горизонт Ю-III представляет собой единый пласт, без деления на купола. Свойства пластовой и сепарированной нефти не различаются в пределах горизонта. Замеченные

флуктуации значений параметров связаны с неудовлетворительным качеством отбора и анализа некоторых проб.

Горизонт Ю-III наиболее изучен пробами пластового флюида (43 пробы, см. табл.П.2.3.1), ввиду чего, не смотря на имеющиеся неопределённости, проблем при оценке свойств начального флюида не вызывает. Среднее значение газосодержания по достоверным пробам составило $135 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при стандартном отклонении $\pm 11 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Плотность нефти после стандартной сепарации составила $821 \text{ кг}/\text{м}^3$, при стандартном отклонении $\pm 4 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Для создания модели использовались результаты исследования качественных проб с высокой детализацией, проведённые в компании «CoreLab». Построенная модель удовлетворительно описала экспериментальные данные (рис. 2.3.21 – 2.3.24). По результатам моделирования определены свойства пластовой и дегазированной нефти для подсчёта запасов, с учётом условий разгазирования в промысловом сепараторе (табл.2.3.3). Рассчитаны удельные запасы нефти и растворённого газа.

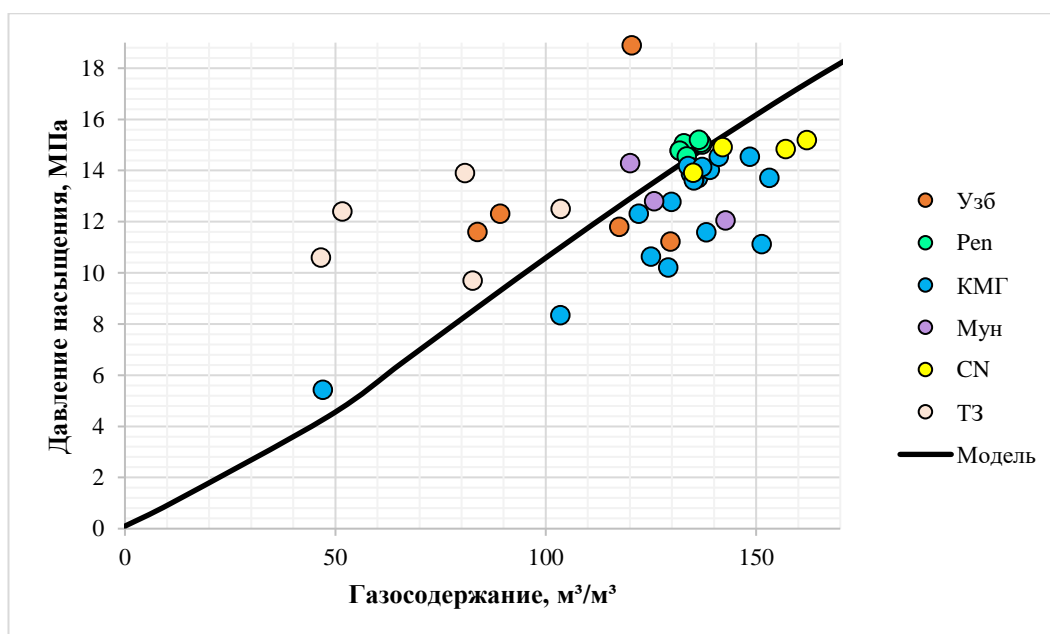


Рис. 2.3.21 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III

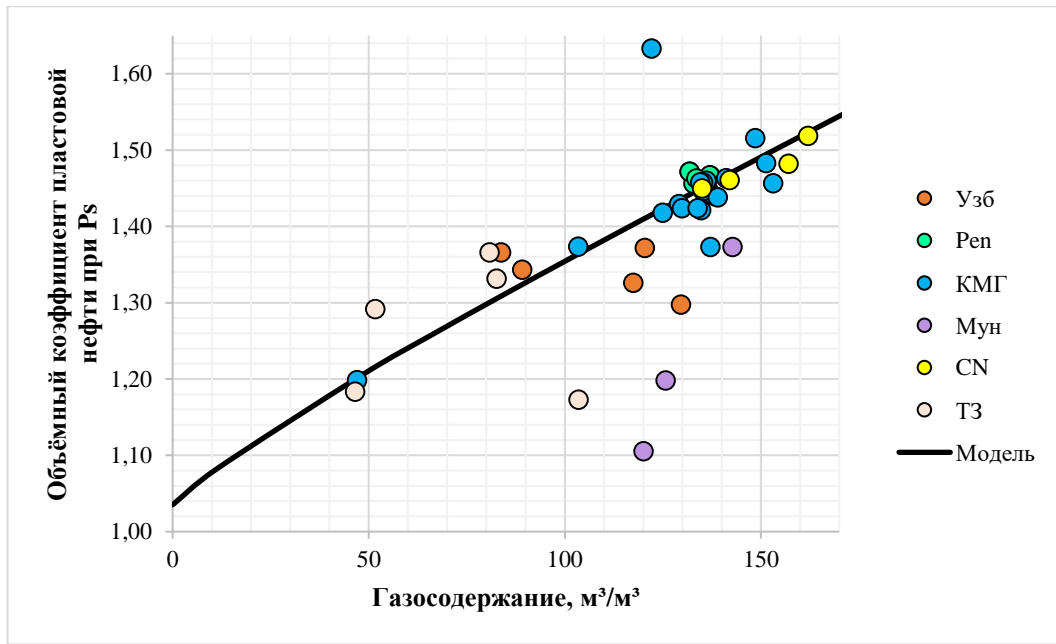


Рис. 2.3.2 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III

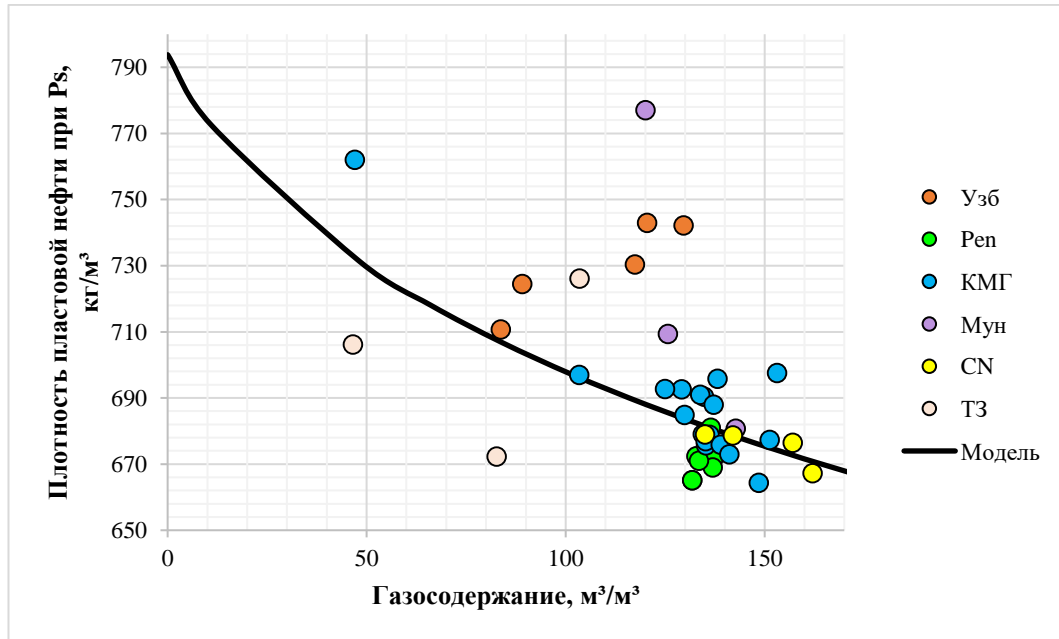


Рис. 2.3.33 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III

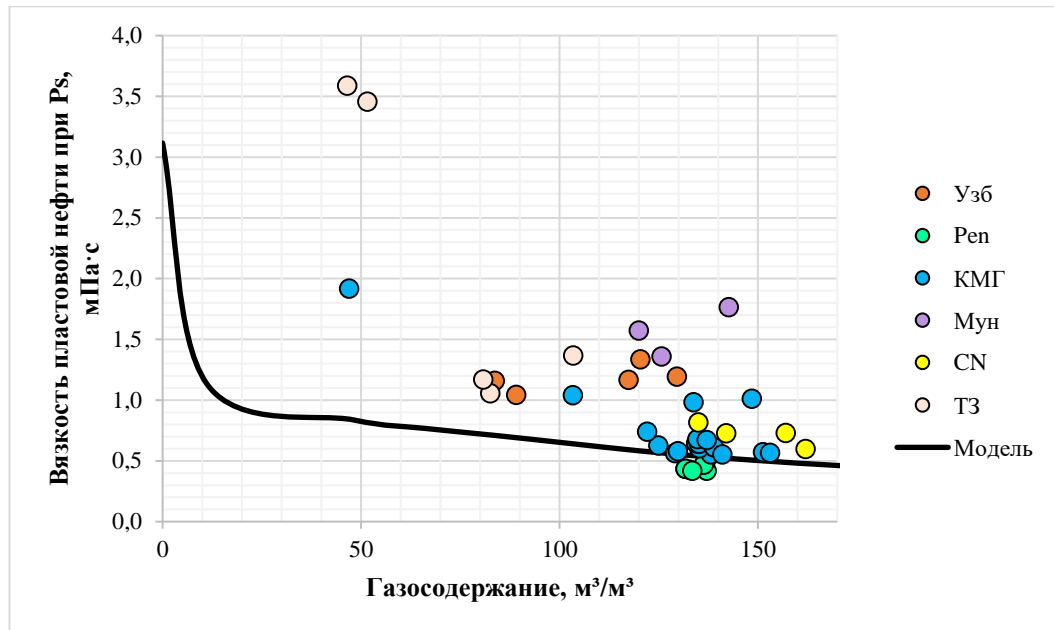


Рис. 2.3.24 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III

В дальнейшем для уточнения изменения состава и свойств пластового флюида необходимо отбирать и исследовать дополнительные глубинные пробы нефти, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

- отбор проб следует проводить при установившемся режиме скважин;
- рекомендуется отбор глубинных проб по новым скважинам, или по скважинам с пластовым давлением выше давления насыщения, а также обводненности;
- по проектным скважинам, где ожидаются более благоприятные условия для получения качественной пробы;
- рекомендуется производить отбор проб, с тех интервалов и глубин, которые характеризуют именно данный горизонт, нуждающийся в дополнительных исследованиях.

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Наименование	Горизонт М-П-1+2 (Северный свод)				Горизонт М-П-1 (Южный свод)				Горизонт Ю-0 (Северный свод)			
	Количество		Диапазон изменения	Расчеты по модели	Количество		Диапазон изменения	Расчеты по модели	Количество		Диапазон изменения	Расчеты по модели
	скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб		
<i>а) Нефть</i>												
Давление насыщения газом, МПа	11	17	-	4,3	7	7	-	5,6	10	11	-	7,4
Газосодержание, м ³ /т	11	17	-	27,5	7	7	-	57,0	10	11	-	53,8
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях	11	17	-	1,083	7	7	-	1,157	10	11	-	1,145
Плотность, кг/м ³	11	17	-	789,9	7	7	-	757	10	11	-	767,8
Вязкость, мПа*с	11	17	-	2,2	7	7	-	1,26	10	11	-	1,84
Температура исследования проб, °С	11	17	-	70	7	7	-	70	10	11	-	72

Продолжение таблицы 2.3.2

Наименование	Горизонт Ю-0 (Южный свод)				Горизонт Ю-П (Южный свод)				Горизонт Ю-Ш			
	Количество		Диапазон изменения	Расчеты по модели	Количество		Диапазон изменения	Расчеты по модели	Количество		Диапазон изменения	Расчеты по модели
	скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб		
<i>а) Нефть</i>												
Давление насыщения газом, МПа	9	12	-	10,1	4	6	-	12,6	33	43	-	14,6
Газосодержание, м ³ /т	9	12	-	96,7	4	6	-	124,7	33	43	-	146,6
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях	9	12	-	1,251	4	6	-	1,334	33	43	-	1,371
Плотность, кг/м ³	9	12	-	725,3	4	6	-	693,8	33	43	-	690,4
Вязкость, мПа*с	9	12	-	0,86	4	6	-	0,73	33	43	-	0,58
Температура насыщения парафином, °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура исследования проб, °С	9	12	-	72	4	6	-	78	33	43	-	79

Таблица 2.3.3 – Утвержденные параметры пластовой нефти

Параметры	Ед. изм.	М-П север	М-П юг	Ю-0 север	Ю-0 юг	Ю-П юг	Ю-Ш
Середина глубины залегания а.о.	м	-1514	-1504	-1612	-1585	-1650	-1726
Пластовая температура (Тпл)	°С	70	70	72	72	78	79
Пластовое давление (Рпл)	МПа	16.34	16.20	17.76	17.36	18.50	19.42
Давление насыщения (Ps)	МПа	4.30	5.55	7.40	10.10	12.61	14.55
Плотность пластовой нефти при Рпл	кг/м ³	789.9	757.0	767.8	725.3	693.8	690.4
Плотность пластовой нефти при Ps	кг/м ³	776.7	742.1	755.8	713.1	680.7	681.5
Вязкость пластовой нефти при Рпл	мПа·с	2.2	1.26	1.84	0.86	0.73	0.58
Вязкость пластовой нефти при Ps	мПа·с	1.7	1.03	1.52	0.75	0.67	0.54
Коэффициент сжимаемости (Рпл - Ps)	1/МПа	14.0E-4	18.7E-4	15.2E-4	23.3E-4	32.2E-4	26.5E-4
Коэффициент температурного расширения при Рпл (Тпл – Тст)	1/°С	5.7E-4	7.1E-4	6.3E-4	9.5E-4	11.3E-4	10.4E-4
Газосодержание (ступенчатая сепарация)	м ³ /м ³	22.8	46.7	44.6	79.0	101.4	119.2
	м ³ /т	27.5	57.0	53.8	96.7	124.7	146.6
Объемный коэффициент при Рпл	д.е.	1.083	1.157	1.145	1.251	1.334	1.371
Объемный коэффициент при Ps	д.е.	1.102	1.181	1.164	1.272	1.360	1.389
Пересчетный коэффициент при Рпл	д.е.	0.923	0.864	0.873	0.799	0.749	0.729
Плотность сепарированной нефти	кг/м ³	826.9	819.2	828.3	817.0	813.6	813.4
Плотность суммарного газа	кг/м ³	1.265	1.219	1.148	1.142	1.105	1.118
Относит. плотность суммарного газа	air=1	1.050	1.012	0.953	0.948	0.918	0.928
Удельные запасы на 1 м ³ эффективного порового объема							
товарной нефти (ρ/b)	т	0.763	0.708	0.723	0.653	0.610	0.593
растворенного газа	м ³	21.0	40.3	38.9	63.2	76.0	86.9

2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

В рамках настоящего проекта свойства поверхностной нефти представлены результатами исследования 91 пробы.

Замеренные параметры дегазированной нефти по всем пробам представлены в Т.П.2.3.2. Диапазоны изменения и средние значения параметров по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.4.

Северный свод. Горизонт М-II-1-2. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем принимается на уровне $830,4 \text{ кг/м}^3$. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна $14,9 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $5,9 \text{ мм}^2/\text{с}$. Среднее содержание парафина составляет $10,2 \text{ масс}\%$. Концентрация серы колеблется от $0,1$ до $0,3 \text{ масс}\%$, в среднем составляя $0,2 \text{ масс}\%$. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно $9,8$ и $0,5 \text{ масс}\%$ соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C , в среднем достигает $47,1\%$.

Южный свод. Горизонт М-II-1. Средняя плотность нефти составляет $829,7 \text{ кг/м}^3$. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем равна $10,8 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $4,5 \text{ мм}^2/\text{с}$. Среднее содержание парафина составляет $6,5 \text{ масс}\%$. Содержание серы колеблется от $0,04$ до $0,3 \text{ масс}\%$, в среднем составляя $0,1 \text{ масс}\%$. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно $9,1$ и $0,4 \text{ масс}\%$ соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C , в среднем равно $45,7\%$.

Северный свод. Горизонт Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I. Плотность нефти в поверхностных условиях по горизонту Ю-0-1 – $835,0 \text{ кг/м}^3$, Ю-0-2 – $835,2 \text{ кг/м}^3$, Ю-I – $831,0 \text{ кг/м}^3$. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C – $17,1 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $5,6 \text{ мм}^2/\text{с}$. Содержание парафинов составляет $8,9 \text{ масс}\%$. Концентрация серы колеблется от $0,02$ до $0,2\%$, в среднем составляя $0,1 \text{ масс}\%$. Содержание смол и асфальтенов составляет $10,3 \text{ масс}\%$ и $0,8 \text{ масс}\%$ соответственно. Светлые фракции, выкипающие при 300°C , в среднем составляют $40,0\%$.

Южный свод. Горизонт Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I. Плотность нефти в поверхностных условиях по горизонту Ю-0-1 – $824,0 \text{ кг/м}^3$, Ю-0-2 – $824,0 \text{ кг/м}^3$, Ю-I – $824,0 \text{ кг/м}^3$. Кинематическая вязкость при 20°C – $11,8 \text{ мм}^2/\text{с}$. Содержание парафина в нефти изменяется от $9,8$ до $13,1\%$, в среднем составляя $8,4 \text{ масс}\%$. Содержание серы колеблется от $0,04$ до $0,3 \text{ масс}\%$, в среднем равно $0,14\%$. Содержание смол и асфальтенов в среднем составляет $8,5$ и $0,5 \text{ масс}\%$, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C в среднем – $48,5\%$.

Горизонт Ю-II. Южный свод.

Свойства поверхностной нефти исследованы по четырем пробам из скважин №248,284 и №470. Плотность нефти в среднем составляет $823,0 \text{ кг/м}^3$. Кинематическая

вязкость нефти при 20°C составляет 10,2 мм²/с. Содержание серы составляет 0,1 масс%, содержание парафина 5,0 масс%. Содержание смол и асфальтенов – 10,4 и 2,6 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем достигает 45,0%.

Горизонт Ю-III. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 810,0 до 836,0 кг/м³, в среднем составляя 824 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна 16,0 мм²/с, при 50°C – 4,3 мм²/с. Содержание парафина в среднем составляет 9,6 масс%. Содержание серы колеблется от 0,02 до 0,3 масс%, в среднем составляя 0,1 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 9,9 и 0,4 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем достигает 45,2%.

Таблица 2.3.4 – Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

Наименование	Горизонт М-II-1-2, Северный свод					Горизонт М-II-1, Южный свод					Горизонт Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-1, Северный свод					
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение		
	скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при 20°C	9	16	6,1	25,2	14,9	7	9	4,9	16,5	10,8	7	12	5,1	33,1	17,1	
при 50°C	3	3	5,0	5,6	5,9	4	4	4,5	5,0	4,5	5	5	1,8	8,2	5,6	
Температура застывания, °C	7	15	12	22	15	3	8	-4	19	7,6	8	14	4,0	22,0	15,4	
Температура вспышки, °C	4	4	-15	-7	-8	4	4	-25	-7	-15	5	5	-16,1	-2,0	-7,8	
массовое содержание, %	Серы	10	18	0,07	0,32	0,2	7	10	0,04	0,32	0,1	9	15	0,02	0,2	0,1
	Смол и силикагелевых	10	18	3,5	18	9,8	7	10	2,7	12,74	9,1	9	15	7,1	14,3	10,3
	Асфальтенов	8	16	0,03	1,3	0,5	6	8	0,07	0,82	0,4	9	14	0,2	2,0	0,8
	Парафинов	10	14	6,3	15,1	10,2	7	10	2,67	10,1	6,5	9	15	3,2	19,7	8,9
Объемный выход	н.к.	10	18	48	80	62	7	10	45	85	60,4	8	11	32,0	125,0	72,0
	до 150 °C	10	17	10,0	24,0	17,1	7	10	4,0	27,0	14,0	8	15	3,0	19,0	11,6
	до 200 °C	10	17	15,0	33,0	27,8	7	10	20,0	32,0	24,6	8	15	13,0	28,0	20,1
	до 300 °C	8	14	30,0	75,0	47,1	6	8	45,0	56,0	45,7	8	13	32,0	52,0	40,0
Плотность нефти, кг/м ³	10	17	820	846	830,4	7	10	817	847	829,7	9	15	820	846	834,9	

Продолжение таблицы 2.3.4

Наименование	Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-1, Южный свод					Горизонт Ю-II Южный свод					Горизонт Ю-III					
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение		
	скв.	проб				скв.	проб				скв.	проб				
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при 20°C	3	3	5,8	7,7	4,1	4	4	7,8	12,2	10,2	19	25	6,7	29,8	16,0	
при 50°C	4	4	3,7	4,6	4,1	4	4	3,3	4,3	3,9	11	17	3,1	5,8	4,3	
Температура застывания, °C	6	8	4,0	20,0	9,3	4	4	-12,0	-6,0	-9,3	15	22	-21,0	22,0	9,3	
Температура вспышки, °C	4	4	-21,0	-7,0	-10,5	4	4	-20,0	-7,0	-13,5	12	16	-20,0	-7,0	-8,1	
массовое содержание, %	Серы	6	8	0,04	0,3	0,2	4	4	-	-	0,1	22	28	0,02	0,3	0,1
	Смол и силикагелевых	7	9	4,1	11,8	8,5	4	4	8,5	13,3	10,4	22	28	4,4	17,4	9,9
	Асфальтенов	4	5	0,1	1,4	0,5	4	4	-	-	2,6	19	20	0,1	0,7	0,4
	Парафинов	6	8	4,2	13,1	8,4	4	4	3,2	6,2	5,0	21	27	3,3	21,3	9,6
Объемный выход фракций, %	н.к.	6	8	43	70	51	4	4	55	60	58,8	20	28	26,0	90,0	62,7
	до 150 °C	6	8	12,0	20,0	16,5	4	4	9,0	18,0	14,8	22	28	3,0	27,0	15,7
	до 200 °C	6	6	20,0	32,0	26,1	4	4	18,0	28,0	23,5	22	28	12,0	35,0	25,1
	до 300 °C	5	7	40,0	57,0	48,5	4	4	43,0	50,0	45,0	20	24	29,7	52,0	45,0
Плотность нефти, кг/м ³	6	8	817,0	831	824,1	4	4	810,0	827,5	823,4	29	33	810,0	858,0	824,4	

2.3.3. Компонентный состав и свойства растворенного газа

Составы газа рассчитаны по моделям пластовых флюидов по стандартной сепарации. По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ продуктивных горизонтов классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотистый. Содержание метана по горизонтам изменяется в пределах 50,73-60,66 моль%. Концентрация этана и пропана принимается в диапазоне 9,28-15,41 моль% и 11,38-15,60 моль%. Неуглеводородная фракция растворенного газа представлена углекислым газом и азотом, величина которых изменяются в диапазонах 0,03-0,54 и 1,24-3,90 моль% соответственно. Сероводород в составе газа по всем горизонтам отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху изменяется в пределах 0,975-1,088. По технической классификации газовые фазы пластовых флюидов является горючими и характеризуется низшей теплотворной способностью на уровне 54548 - 61018 кДж/м³. Данные по компонентному составу и свойствам газов представлены в таблице 2.3.5.

2.3.4. Компонентный состав и свойства свободного газа

Состав и свойства свободного газа горизонта М-I исследованы в первые за отчетный период по скважине 343. Был проведен отбор проб газа и стабильного конденсата которые в лаборатории на основе КГФ были срекомбинированы. По пробе были проведены полный комплекс исследований. По результатам исследования давление на начала конденсации замерено на уровне 14,7 МПа. Коэффициент сверхсжимаемости равняется 0,611. Потенциальное содержание конденсата в составе пластового газа составило 79,0 г/м³. Плотность газа при пластовых условиях составляет 0,210 г/см³. По углеводородным компонентам по сухости и жирности пластовый газ продуктивного горизонта М-I классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотистый. Содержание метана составляет 64,42 моль%. Коцентрация этана и пропана замерено на уровне 16,45 и 11,18 моль соответственно. Неуглеводородная фракция пластового газа представлена углекислым газом и азотом, величина которых составляют 0,014 и 2,86 моль% соответственно. Сероводород в составе газа отсутствует. Замеренные параметры пластового газа и компонентный состав представлены в таблицах 2.3.6 и 2.3.7.

Таблица 2.3.5 – Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования

Наименование	Северный свод				Южный свод			
	М-П-1-2	Ю-0-1	Ю-0-2	Ю-1	М-П-1	Ю-0	Ю-П	Ю-Ш
Азот+редкие	3,9	2,3	2,52	2,52	2,66	2,05	1,24	2,08
Углекислый газ	0,08	0,06	0,05	0,05	0,05	0,09	0,54	0,03
Метан	60,6	55,12	59,1	59,1	50,73	53,88	59,24	53,61
Этан	9,28	12,5	12,71	12,71	13,85	14,61	14,38	15,41
Пропан	11,38	15,6	12,22	12,22	15,48	15,15	11,87	14,43
Изо-бутаны	3,34	2,25	2,61	2,61	3,63	2,53	2,21	2,1
Норм.бутаны	6,39	6,7	6,17	6,17	7,31	6,58	5,14	5,69
Изопентан	1,57	1,77	1,43	1,43	1,99	1,47	1,35	1,3
Норм.пентан	1,86	2	1,67	1,67	1,92	1,94	1,69	1,87
Гексаны	0,84	0,87	0,78	0,78	1,33	1,03	2,35	1,79
Гептаны	0,44	0,48	0,43	0,43	0,47	0,46		1,06
Остаток (C ₈ +высшие)	0,32	0,36	0,3	0,3	0,58	0,22		0,61
Молярная масса, г/моль	23,9	23,8	24	24	23,9	23,8	24	23,8
Плотность газа, кг/м ³	1,183	1,242	1,178	1,178	1,311	1,242	1,175	1,271
Отн. плотность газа по воздуху	0,982	1,031	0,978	0,978	1,088	1,031	0,975	1,055

Таблица 2.3.6 – Свойства пластового газа горизонта М-I

Параметр	Ед.изм.	М-I
Пластовая температура	°С	70,0
Начальное пластовое давление	МПа	15,16
Давление начала конденсации	МПа	14,73
Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа (Z)	д.е	0,611
Поправка на отклонение от закона Б-М		1,636
Потенциальное содержание C ₅₊ в пластовом газе	г/м ³	79,05
Мольная доля сухого газа в пластовом флюиде	д.е	0,98
Плотность газа при пластовом давлении	г/см ³	0,210

Таблица 2.3.7 – Компонентный состав и свойства пластового газа

Компонент	Пластовый флюид
	моль %
Азот	2,86
Углекислый газ	0,01
Сероводород	0,00
Метан	64,42
Этан	16,45
Пропан	11,17
Изо-бутаны	1,52
Норм.бутаны	2,02
Изопентан	0,48
Норм.пентан	0,51
Гексаны	0,09
Гептаны	0,07
Октаны	0,12
Нонаны	0,08
Деканы+	0,16
Суммарно	100,0

2.3.5. Состав и свойства стабильного конденсата

Состав и свойства стабильного конденсата горизонта М-I исследованы на основе одной новой пробы из скважины 343. По результатам исследования плотность конденсата в стандартных условиях составляет 720,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости при 20°С равна 0,90 мм²/с. Содержание серы и парафина составляют 0,05 и 1,46 масс% соответственно. Концентрация силикагелевых смол равняется 1,66 масс%. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°С, достигает 85,0%. Замеренные параметры стабильного конденсата приведены в таблице 2.3.8.

Таблица 2.3.8 – Параметры стабильного конденсата

Наименование		Горизонт М-I, Южный свод			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв.	проб		
Плотность конденсата, кг/м ³		1	1		720,9
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при 20°С		1	1		0,9
Температура застывания, °С		1	1		-87
Температура вспышки, °С		1	1		-29
массовое содержание, %	Серы	1	1		0,05
	Смол и силикагелевых	1	1		1,66
	Асфальтенов	1	1		-
	Парафинов	1	1		1,46
Объемный выход фракций, %	н.к.	1	1		30
	100 °С	1	1		21
	150 °С	1	1		36
	200 °С	1	1		51
	300 °С	1	1		85

2.3.4. Состав и свойства подземных вод

Химический состав и физические свойства пластовых вод по месторождению анализировались в лабораториях ТОО СП "КазГерМунай", ЦЛ "Экогидрохимгео" ЦЛ "Экогидроаналитик". В 2020 году в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» были проведены исследования проб воды из следующих скважин №437 (гор. М-II-1), №284, №285 (гор. Ю-II). Проба из скважины №346 (гор. Ю-III) была принята как непредставительная из-за низкой плотности воды (1,011 г/см³) и общей минерализации (20,8 г/дм³) что нехарактерно для подземных вод данного горизонта.

В целом по месторождению из меловых горизонтов М-II-1 и М-II-2 на лабораторные исследования отобрано 22 пробы воды, из юрских отложений: гор. Ю-0 – 16 проб, Ю-I – 9 проб, Ю-II – 7 проб, Ю-III – 31 проб, фундамент – 1 проба.

В таблице 2.3.9 приведены диапазоны изменения и средние значения содержания основных ионов в пластовых водах, плотность воды, общая минерализация, рН и т.д.

Пластовые воды меловых продуктивных горизонтов М-II-1 и М-II-2 по классификации В. А. Сулина представляют собой рассолы хлоркальциевого типа хлоридной группы натриевой подгруппы.

Величина общей минерализации пластовых вод варьирует от 44,3 до 89,6 г/дм³, в среднем составляя 64,2 г/дм³. Плотность пластовой воды по горизонту меняется от 1,032 до 1,055 г/см³. Среда вод нейтральная, рН = 5,8-7,5. Воды жесткие, величина общей жесткости вод достигает до 369,9 мг-экв/дм³. Микрокомпонентный состав приконтурных пластовых

вод меловых горизонтов представлен содержанием брома – 85,16 мг/дм³, бора – 132,7 мг/дм³, стронция – 11,4-124,8 мг/дм³, фтора – 15,83-16,05 мг/дм³, лития – 1,08-2,39 мг/дм³.

Пластовые воды юрских отложений (горизонты Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III) относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Характеризуются средней минерализацией, которая увеличивается с глубиной залегания от 66,4 до 131,3 г/дм³. Для горизонта Ю-0 среднее значение общей минерализации равно 77 г/дм³, для горизонтов Ю-I и Ю-II в среднем равно 74,2 г/дм³ и 77,1 г/дм³ соответственно, для горизонта Ю-III равно 100,3 г/дм³.

Удельная плотность воды меняется от 1,040 до 1,076 г/см³. рН среда вод колеблется от кислой - 5,3 до щелочной - 8,4. Воды жесткие, величина общей жесткости меняется от 109,5 до 738,3 мг-экв/дм³. Содержание микрокомпонентов в пробах воды юрских отложений в непромышленных кондициях и в среднем составляет: йод – 4,5 мг/дм³, бром – 106,3 мг/дм³.

Свойства пластовых вод фундамента охарактеризованы одной пробой воды из скважины №331. Общая минерализация вод равна 106,6 г/дм³, плотность воды – 1,076 г/см³. Воды щелочные, рН среда равна 8,4. Величина общей жесткости достигает 894,6 мг-экв/л. Микрокомпонентный состав подземных вод фундамента представлен содержанием лития до 4,1 мг/л, стронция – 276,3 мг/дм³, фтора – 14,5 мг/дм³, бора – 167,6 мг/дм³.

Выводы и рекомендации

За отчетный период свойства пластовой нефти продуктивных горизонтов не были исследованы несмотря на бурения новых скважин на месторождений. В связи с этим, рекомендуется дальнейшим при бурение новых скважин отобрать глубинные пробы пластовой нефти для уточнения текущих параметров флюидальной системы продуктивных горизонтов. Свойства пластового газа продуктивного горизонта М-I исследованы в первые в рамках текущего отчета и представлены результатами исследования одной рекомбинированной пробы из скважины 343. По результатам исследования рекомбинированной пробы пластового газа отдельные параметры как, сжимаемость газа и ПСК требует уточнение. В связи с этим, рекомендуется в дальнейшем провести отбор и исследования проб пластового газа из горизонта М-I по другой скважине.

Таблица 2.3.9 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Характеристика и содержание		М-П-1								М-П-2				Ю-0-1				Ю-0-2			
		Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		сква	проб			сква	проб			сква	проб			сква	проб			сква	проб		
Содержание ионов, г/дм ³	Cl ⁻	8	12	23779,19-54395,7	41328,4	4	4	28509,9-41178	35401,5	6	6	27633,2-41890	32364,7	7	7	41585-51850,6	47617	2	9	40825-49795,2	45858
	SO ₄ ²⁻	8	12	81-1474,2	458,2	4	4	126,6-293,9	214,5	6	6	178-780	360,3	7	7	22-576,8	249,2	2	9	167,1-936,7	502,2
	HCO ₃ ⁻	8	12	61-305	169,1	4	4	109,8-161,7	125,83	6	6	100,7-530	189,2	7	7	61-234,9	136,0	2	9	107,4-323,9	181,9
	Ca ²⁺	8	12	1787,8-5506,9	3913,0063	4	4	3083,3-4577,2	3828,0	6	6	2235,7-4008	3183,6	7	7	3916,9-5766,3	4870,5	2	9	4470-5411	4927,0
	Mg ²⁺	8	12	133,2-365	256,7	4	4	219,8-346,9	296,1	6	6	170,2-2067	591	7	7	151,8-1216	391,9	2	9	187,5-608	363,4
	Na ⁺ +K ⁺	8	12	12959,5-29239,4	22617,374	4	4	16152,6-23051,3	19741,6	6	6	13882,5-18846	16990,703	7	7	19486,3-27641	24591,4	2	9	19560-25858,3	23746,1
Содержание металлов, мг/дм ³	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Стронций	2	3	11,4-233	123,1	4	4	162,7-228,8	193,4	-	-	-	-	1	1	0,2	0,2	-	-	-	-
	Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание, мг/100г:	литий	2	3	1,1-2,4	2	4	3	1,2-1,9	1,6	-	-	-	-	1	1	2,4	2,4	2	2	2-2,65	2,3
	бора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	йода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	8,00	8,00	-	-	-	-
	брома	1	1	85,2	85,2	4	4	85,7-130,4	100,50	-	-	-	-	1	1	140	140	-	-	-	-
оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Содержание сероводорода, мг/100г	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость, мг-экв/дм ³	8	12	100,2-295,9	216,1	4	4	176,1-256,9	215,4	6	6	125,5-369,9	199,3	7	7	207,9-354,5	275,3	2	9	248-320	275,7	
Суммарная минерализация, г/дм ³	8	12	39,7-89,6	68,7	4	4	48,5-69,5	59,6	6	6	44,4-53,6	53,6	7	7	66,4-84,4	77,8	2	9	67,3-84,4	75,6	
Плотность, кг/м ³	8	12	1028-1055	1048,0	4	4	1033-1048	1041,0	6	6	1032-1044	1040	7	7	1040-1062	1052,9	2	9	1051-1060	1055,0	
Вязкость, мПа·с	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тип воды	8	12	ХК	ХК	4	4	ХК	ХК	6	6	ХК	ХК	7	7	ХК	ХК	2	9	ХК	ХК	
Примеси, мг/дм ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
рН	8	12	5,8-7,6	6,7	4	4	6,5-7,3	6,8	6	6	6,7-6,8	6,8	7	7	5,7-7,5	6,5	2	9	5,6-7,4	6,6	

Продолжение таблицы 2.3.9

Характеристика и содержание		Ю-I				Ю-II				Ю-III				Фундамент			
		Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
Содержание ионов, г/дм ³	Cl ⁻	8	9	31450-49000	42001,7	3	5	43310-47522	44777,1	15	31	44205-80172,9	61979,3	1	1	65656,8	65656,8
	SO ₄ ²⁻	8	9	61,35-10090	1997,8	3	5	326,6-543,9	427,0	15	31	30,5-489,6	275,4	1	1	384,7	384,7
	HCO ₃ ⁻	8	9	79-274,5	165,0	3	5	140-232	183,3	15	31	79,3-610	213,4	1	1	250,1	250,1
	Ca ²⁺	8	9	3711,1-6234,4	4656,6	3	5	3908-4983,5	4581,305	15	31	1853,7-10210	7201,099	1	1	8916,1	8916,1
	Mg ²⁺	8	9	196-1823	482,8	3	5	170,7-486	282,4	15	31	200,6-3344	917,8	1	1	604,2	604,2
	Na ⁺ +K ⁺	8	9	20158-27664	23603,8	3	5	23802-25203	24313,939	15	31	19560-46817,6	29794,871	1	1	30796,4	30796,4
Содержание металлов, мг/дм ³	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Стронций	1	1	214,6	214,6	1	1	214,6	214,6	-	-	0,2-424,3	231,8	1	1	276,3	276,3
	Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание, мг/100г:	литий	1	1	3,36	3,36	1	1	2,96	2,96	-	-	0,19-5,4	2,7	1	1	4,1	4,1
	бора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	167,6	167,6
	йода	1	1	6,6	6,6	-	-	-	-	-	-	2,7-5	4,0	-	-	-	-
	брома	-	-	134-180	157	1	1	144,7	144,7	-	-	2,1-141,7	89,4	-	-	-	-
Содержание сероводорода, мг/100г	оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Содержание сероводорода, мг/100г	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость, мг-экв/дм ³	8	9	205,2-364,9	272,0	3	5	215-280	251,8	15	31	109,5-738,3	434,8	1	1	445	445	
Суммарная минерализация, г/дм ³	8	9	71,0-81	74,2	3	5	72,5-78,1	74,6	15	31	70,5-131,1	100,3	1	1	106,6	106,6	
Плотность, кг/м ³	8	9	1041-1059	1052,1	3	5	1051-1054	1052	15	31	1044-1076	1063	1	1	1076	1076	
Вязкость, мПа·с	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тип воды	8	9	ХК	ХК	3	5	ХК	ХК	15	31	ХК	ХК	1	1	ХК	ХК	
Примеси, мг/дм ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
рН	8	9	5,9-8,4	6,6	3	5	6,1-6,9	6,6	15	31	5,3-8,4	6,4	1	1	8,4	8,4	

2.4 Физико-гидродинамических характеристики

На протяжении всего периода разработки, на месторождении ведутся работы по определению физико-гидродинамической характеристики пластов.

На месторождении выполнен следующий объем специальных исследований (таблица 2.4.1).

Таблица 2.4.1 - Объем выполненных специальных исследований

Изучаемая характеристика	Год выполнения анализа (№ скв.)	Мел (М-II)		Юра	
		скважина	кол-во опытов	скважина	кол-во опытов
Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны в системе “вода-газ”, расчет кривых ОФП	1998г. (312); 2002г. (307)	307; 312	4	307 (Ю-III, Ю-I, Ю-0)	4
Кривые капиллярного давления методом центрифугирования	2005г. (202, 204)	202; 204	4	202; 204 (Ю-I, Ю-0)	4
Кривые относительной проницаемости воды и нефти		202; 204	4	202; 204 (Ю-I, Ю-0)	4
Анализ приемистости заводнения		202; 204	4	202; 204 (Ю-I, Ю-0)	4
Пористость и проницаемость под давлением, образец	2013г. (248, 285)	-	-	248, 285 (Ю-II)	13
Капиллярное давление методом центрифугирования, образец		-	-		4
Капиллярное давление методом нагнетания ртути, образец		-	-		25
ОФП методом центрифугирования, образец		-	-		4
ОФП методом заводнения, образец		-	-		2
Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны, образец		-	-		4
Смачиваемость, образец		-	-		2
Результаты стандартного анализа керна при разном давлении обжима, образец		2014г. (294); 2016г. (501)	501		4
Результаты жидкостной экструзионной порометрии, образец	9			7	
Кривые капиллярного давления, образец	3			14	
Относительная фазовая проницаемость в системе вода-нефть, образец	6			3 мод. (4 обр.)	
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец	6			3 мод. (4 обр.)	
Смачиваемость, образец	501	2	294 (Ю-III)	5	
Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны, образец	2020г. (458, 474)	458, 474	55	458, 474 (Ю-IIIа, Ю-III)	39
Кривые относительной проницаемости воды и нефти		458, 474	29	474 (Ю-IIIа, Ю-III)	10
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец		458, 474	29	474 (Ю-III)	10
Смачиваемость, образец		458, 474	30	474 (Ю-III)	10
Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны, образец		2021г. (480)	-	-	480 (Ю-IA)
Кривые относительной проницаемости воды и нефти	-		-	3	
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец	-		-	3	

Определение смачиваемости по Амотту методом восстановления и исследования по вытеснению нефти моделью пластовой воды при температуре пласта проводилось на двух образцах керна Ю-III горизонта из скважины №29. Емкостно-фильтрационные свойства образцов приводятся в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Емкостно-фильтрационные свойства образцов для смачиваемость, скв. №29

№ образца	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	
		газ	вода
53/1	0,291	2,259	2,096
53/2	0,288	2,171	2,043

В качестве насыщающих флюидов использованы разгазированная нефть Ю-III горизонта из скважины №19, после сепаратора, с вязкостью 2 мПа·с при T=73°C и модель пластовой воды с общей минерализацией 65,7 кг/м³. При изучении смачиваемости установлено, что после стандартного экстрагирования, дополнительной обработки и интенсификации экстракции тест с каплей воды показал, что породы все еще гидрофобные. Индекс смачиваемости маслом WOP 30 (фармацевтическое масло, содержащее 58% парафинов и 42% нафтенов с вязкостью 24,65 мПа·с) для обоих образцов чуть больше 0,3. После повторной длительной очистки образцов индекс смачиваемости смесью масла WOP 30 и декана (1:1) составил 0,57 и 0,63 соответственно для образцов 53/1 и 53/2. Собственно исследования смачиваемости проведены на образце 53/2 после его очистки по отработанной методике, насыщения моделью пластовой воды и разгазированной нефтью и выдерживания в течение 18 суток в условиях, приближенных к пластовым (процесс восстановления). Получен индекс смачиваемости равный 0,55.

Относительные проницаемости определялись на образцах после их очистки, восстановления, насыщения моделью пластовой воды, создания неснижаемой водонасыщенности путем насыщения разгазированной нефтью из опыта вытеснения нефти водой при скорости прокачки 80 см³/час при T=73°C и противодействия 3 бара. Такие исследования выполнены на образце 53/1. Результаты экспериментов сведены в таблицу 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Результаты опытов по вытеснению нефти водой

Номер образца	Номер опыта	Неснижаемая водонасыщенность, %	Проницаемость нефти, мкм ²		Остаточная нефтенасыщенность, %	Проницаемость воды, мкм ²		Коэффициент вытеснения нефти, %
			эффективная	относительная		эффективная	относительная	
53/1	1	33,0	1,725	0,823	20,7	0,343	0,164	69,1
53/1	2	38,6	0,985	0,471	23,7	0,355	0,169	61,3
53/2	7	12,5	2,255	1,104	25,6	0,464	0,227	70,8

Прорыв воды произошел после закачивания воды в количестве 0,44; 0,32; 0,46 объема пор соответственно для вариантов 1, 2, 7. Объем вытесненной до прорыва воды нефти составил при этом 65,8%; 51,5%; 52,8% от суммарного вытесненного объема.

Кривые капиллярного давления получены методом насыщения породы ртутью при максимальном давлении 13,8 МПа, для 6 образцов керн из скважины №29, имеющих следующие свойства:

Таблица 2.4.4 – Емкостно-фильтрационные свойства образцов, скв. №29

Номер образца	Глубина отбора, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость газа, мкм ²	Объем пор, %
23055	1864,59	0,275	3,882	5,330
23052	1862,05	0,291	3,233	5,669
23153	1862,72	0,291	2,145	5,651
22243	1856,87	0,315	1,489	6,150
22143	1856,87	0,306	1,178	6,053
22042	1857,84	0,263	0,292	5,712

Специальные исследования керн выполнены в Институте нефтяной и газовой техники г. Клаусталь, Германия.

Для 5 образцов из скважины №307 определены открытая пористость (K_p), проницаемость для газа ($K_{пр}$), кривые капиллярного давления ($P_c - S_v$), эффективная проницаемость для нефти ($K_{пр}^H(S_v)$) при достигнутой вытеснением воды гексаном водонасыщенности (S_v). Полученные данные использованы для расчета нормированных функций Леверетта, обоснования необходимых параметров при расчете кривых относительной проницаемости для нефти и воды. В таблице 2.4.5 приведены параметры образцов, использованных для специальных исследований.

Таблица 2.4.5 - Характеристика свойств образцов из скважины №307, использованных при специальных исследованиях

Номер образца	Горизонт Т	Глубина отбора, м	Параметры по таблице результатов исследований (PWE/DEA W)		Параметры по исследованиям Института нефтяной и газовой техники		
			K_p , %	$K_{пр}$, мкм ²	K_p , % (по гелию)	K_p , % (по жидкости)	$K_{пр}$, мкм ²
6020	Ю-III	1863,9	24,26	3,5645	27,03	23,49	
5007	Ю-I	1763,9	28,98	1,750	30,20	28,76	2,0116
4022	Ю-0	1748,6	27,19	0,0842	26,08	24,97	0,135
3034	М-II-2	1659,3	23,71	0,5485	24,06	23,79	0,545
2056	М-II-1	1648,9	23,51	0,4791	23,77	23,07	0,484

Перед проведением исследований образцы кондиционировались при температуре 50 градусов до достижения постоянного веса. Проницаемость замерена в условиях стационарного потока азота с использованием кернодержателя Хасслера. Открытая пористость определена методом газового расширения при использовании гелиевого порозиметра фирмы RUSKA и методом насыщения жидкостью (2% раствор KCl). В обоих случаях объем образцов определялся по его размерам.

Кривые капиллярного давления определены в условиях дренирования (метод "Restored State") методом полупроницаемой мембраны. Использована специальная измерительная камера, позволяющая создавать условия равновесного насыщения в диапазоне давления 0,1-2 МПа. Эксперимент начинался с установления капиллярного равновесия. Затем измерения объема вытесненной воды проводились при нескольких

значениях давления. Для всех образцов исследования выполнены в условиях “газ, вытесняющий воду” и для одного (обр. № 2056) – в условиях “гексан, вытесняющий воду”. Кривые капиллярного давления, полученные в условиях “газ, вытесняющий воду”, пересчитаны в кривые “гексан, вытесняющий воду”. Затем кривые капиллярного давления пересчитывались по модели Burdine в нормированные кривые функции Леверетта $J(S_w)$ для определения параметров, используемых при расчетах кривых относительной проницаемости. Сопоставление кривых достигнуто при следующих величинах остаточной водонасыщенности и заземленной несмачивающей фазы, которые представлены в таблице 2.4.6.

Таблица 2.4.6 - Сопоставление кривых достигнуто при следующих величинах остаточной водонасыщенности и заземленной несмачивающей фазы

Номер образца	Горизонт	Глубина отбора, м	$S_{во}$, доли ед. (принято)	$S_{нec.во}$, доли ед. (принято)
6020	Ю-III	1863,89	0,130	0,09
5007	Ю-I	1763,90	0,204	0,10
4022	Ю-0	1748,55	0,309	0,11
3034	М-II-2	1659,3	0,240	0,10
2056	М-II-1	1648,85	0,153	

(S_w) – по методу полупроницаемой мембраны в системе “газ вытесняющий воду”. Для образца 2056 значение водонасыщенности, полученное по методу полупроницаемой мембраны в системе “гексан вытесняющий воду”, равно 0,193.

Кривые относительной проницаемости для нефти и воды рассчитаны по корреляции Corey-Brooks (Huang, Nonarour, 1996 г.), по которой кривая относительной проницаемости определяется величинами насыщенности, относительной проницаемостью в конечных точках, и литологическим параметром (λ), также определенном при сопоставлении фактических и нормированных кривых функций Леверетта.

Эффективная проницаемость нефти при неснижаемой водонасыщенности определена следующим образом. Насыщающий образец 2% раствор KCl вытеснялся гексаном (примерно 10 объемов порового пространства) до достижения неснижаемой водонасыщенности. Затем проводилось измерение расхода нефти при различных перепадах давления. По полученным данным определялась эффективная проницаемость. Величины эффективной проницаемости, полученные в результате эксперимента и при принятом значении водонасыщенности ($S_{во}$) приведены в таблице 2.4.7.

Таблица 2.4.7 - Величины эффективной проницаемости, полученные в результате эксперимента ОФП

Номер образца	Горизонт	Глубина отбора, м	S_w , доли ед.	$K_{пр}$ эфф.н, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	$S_{во}$, доли ед.	$K_{пр}$ эфф.н, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
6020	Ю-III	1863,89	0,508	807,54	0,130	3100
5007	Ю-I	1763,90	0,423	804,55	0,204	1729
4022	Ю-0	1748,55	0,587	26,53	0,309	99,4
3034	М-II-2	1659,3	0,546	124,21	0,240	416,7
2056	М-II-1	1648,85	-	-	0,153	333,7

Относительная проницаемость для воды при остаточной (заземленной) несмачивающейся фазе принята равной:

Таблица 2.4.8 - Величины относительная проницаемость для воды при остаточной (защемленной) несмачивающей фазе

Номер образца	6020	5007	4022	3034	2056
$K_{пр}^B(S_{но})$	0,4034	0,4515	0,287	0,4769	0,2543

Кривые капиллярного давления – фактические для 5 образцов (газ-вода) и для одного образца (образец №2056, гексан-вода), расчетные для 4 образцов (P_c газ-вода пересчитано в P_c гексан вода по коэффициенту 2,132), а также функция Леверетта от водонасыщенности (гексан-вода) представлены на рис. 2.4.1. Рассчитанные кривые относительной проницаемости для нефти и воды представлены на рис. 2.4.2.

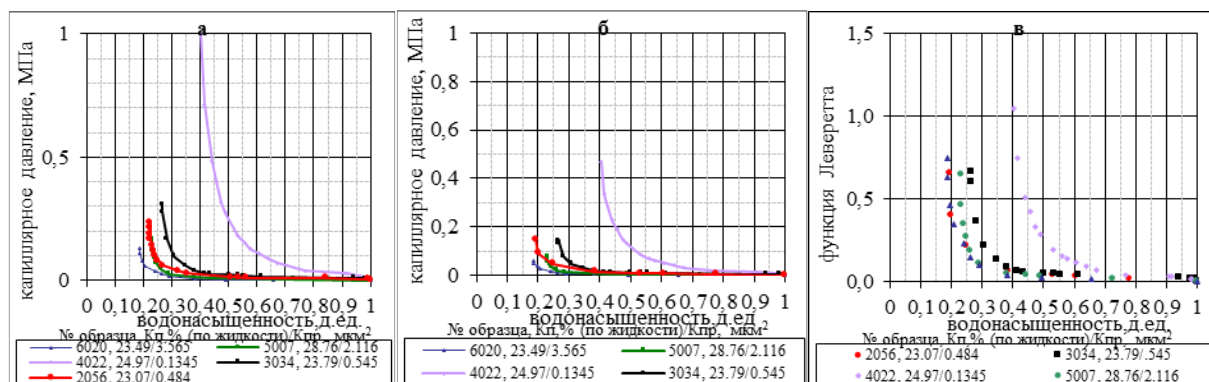


Рис. 2.4.1. Кривые капиллярного давления: а - фактические (для флюидов газ-вода); б - расчетные (для флюидов гексан-вода), для образца 2056 - фактическая; в - функция Леверетта от водонасыщенности (для флюидов гексан-вода)

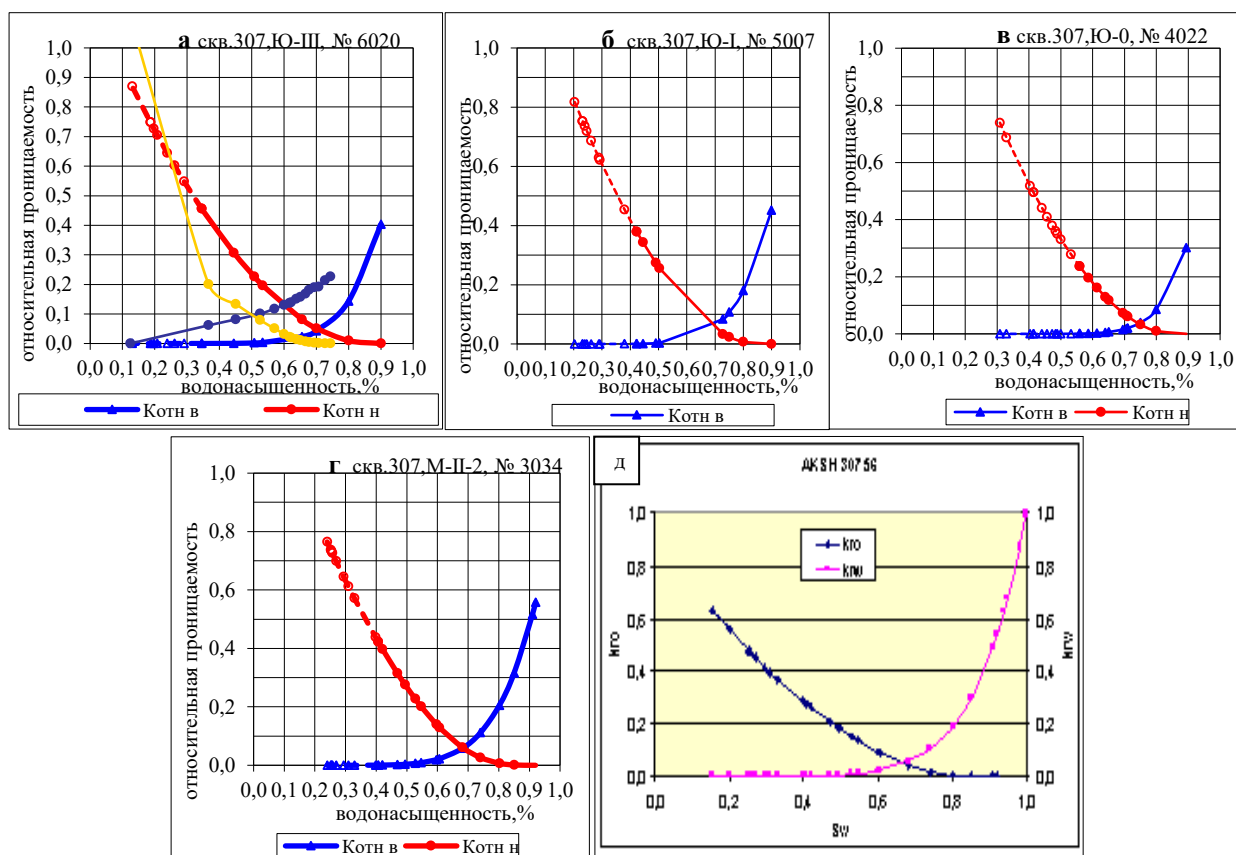


Рис. 2.4.2. Кривые относительной фазовой проницаемости для образцов: а- № 6020, скв. 307 и № 53/2, скв. 29; б- № 5007, скв. 307; в- № 4022, скв. 307; г- № 3034, скв. 307; д- № 2056, скв. 307

Во ВНИГНИ выполнены исследования на 2-х слабосцементированных образцах меловых отложений М-II из скважины №312 (1631,8 м; 1646,3 м) – определение коэффициента остаточной водонасыщенности капилляриметрическим способом, определение коэффициента эффективной проницаемости, обработку кривых капиллярного давления и расчет относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды. После проведения капилляриметрических измерений строились кривые зависимости водонасыщенности от капиллярного давления, которые пересчитаны в кривые относительной фазовой проницаемости по известным формулам Бурдайна:

$$\text{для смачивающей фазы (вода): } K_{\text{пр}} = \left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{ов}}}{1 - K_{\text{ов}}} \right)^2 * \frac{\int_0^{K_{\text{в}}} dK_{\text{в}} / P_{\text{с}}^2}{\int_0^1 dK / P_{\text{с}}^2}$$

$$\text{для несмачивающей фазы (нефть): } K_{\text{пр.отн.н.}} = \left(1 - \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{ов}}}{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{он}}} \right)^2 * \frac{\int_0^{K_{\text{в}}} dK_{\text{в}} / P_{\text{с}}^2}{\int_0^1 dK / P_{\text{с}}^2}$$

Кривые капиллярного давления представлены на рис. 2.4.3.

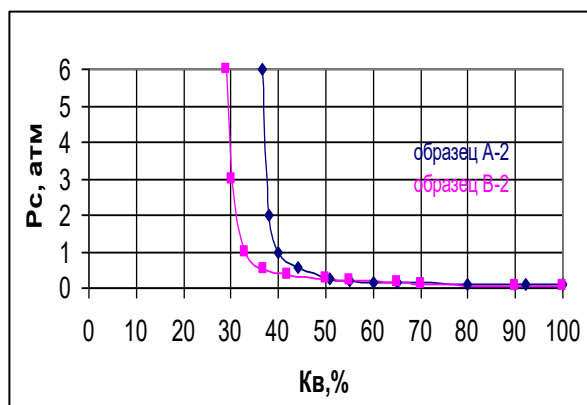


Рис. 2.4.3. Кривые капиллярного давления - для образцов А – 2 и В – 2 (ВНИГНИ).

Для нахождения критических значений водонасыщенности, до которых возможен безводный приток нефти, использовали уравнение движения фаз в многофазном потоке, устанавливающее зависимость доли флюида от соотношения вязкостей и проницаемостей:

$$F_{\text{в}} = \frac{1}{1 + \frac{K_{\text{пр.отн.н.}} * \mu_{\text{в}}}{K_{\text{пр.отн.в.}} * \mu_{\text{н}}}}$$

По данным исследования керна возможна оценка $K_{\text{в}}$ не только в зоне предельного, но и в зоне непередельного насыщения, где $K_{\text{ов}} < K_{\text{в}} < 1$. Для этого полученная экспериментальным путем зависимость водонасыщенности от капиллярного давления перестраивается в график распределения водонасыщенности по высоте залежи по формуле:
$$h = \frac{10 \cdot P_{\text{с}} \cdot \sigma_{\text{пл.н-в}}}{(d_{\text{в}} - d_{\text{н}}) \cdot \sigma_{\text{лаб}}},$$

где: h – высота над уровнем с нулевым капиллярным давлением, м;

$P_{\text{с}}$ – капиллярное давление при лабораторных условиях, МПа;

$\sigma_{\text{пл.н.в}}$ – поверхностное натяжение на границе раздела «нефть-вода» при пластовых

условиях, Н/м или дин/см;

$\sigma_{\text{лаб}}$ – поверхностное натяжение на границе раздела «газ-вода» в лабораторных условиях, Н/м или дин/см;

$d_{\text{в}}$ – плотность воды при пластовых условиях, кг/м³ или г/см³;

$d_{\text{н}}$ – плотность нефти при пластовых условиях, кг/м³ или г/см³.

Для описанных построений использовались следующие величины физических характеристик, пластовых флюидов: $d_{\text{в}}=1,028$ г/см³; $d_{\text{н}}=0,720$ г/см³; $Q_{\text{пл.н.в}}=25$ дин/см; $Q_{\text{лаб}}=72$ дин/см.

Используя данные лабораторных исследований для воды и газа и подставляя их в вышеприведенную формулу, производили пересчет кривых капиллярных давлений в кривые $h - K_{\text{в}}$, на основе которых строились номограммы $K_{\text{п}} - K_{\text{в}}$ с шифром кривых h – высота над уровнем ВНК, позволяющие определять:

- остаточную водонасыщенность в зоне предельного нефтенасыщения;
- критическую водонасыщенность на уровне ВНК;
- нефтенасыщенность пласта в зоне недонасыщения при известном расстоянии от контакта.

Результаты определения ФЕС, эффективного коэффициента проницаемости, остаточной водонасыщенности, критической водонасыщенности по капилляриметрическим исследованиям представлены в таблице 2.4.9.

Таблица 2.4.9 - Результаты ФЕС по капилляриметрическим исследованиям (1631,8 м; 1646,3 м)

Номер	Литология	Кп, %	$d_{\text{из}}$, г/см ³	$d_{\text{мп}}$, г/см ³	Кпр, мкм ² ·10 ⁻³	Кпр-эфф, мкм ² ·10 ⁻³	Ков, %	Рп, атм.	S _{во} , доли ед.		
									Кон=20%	Кон=30%	Кон=40%
A-2	Песчаник кварцевый, светло-серый, мелко-, среднезернистый, с глинистым цементом, слабо сцементированный	22,5	2,1	2,7	200	116	36,6	19,8	53,61	52,66	50,55
B-2	Песчаник кварцевый, серый, мелкозернистый, с глинистым цементом, неравномерно сцементированный	26,8	2,02	2,73	602	-	29,1	13,8	-	50,91	49,25

В лаборатории физики нефтяного пласта ТверьГеофизика (Топорков В.Г.) определены относительные фазовые проницаемости на одном образце скв. №29 с горизонта Ю-III и 3 образцах с горизонта М-II скв. №312 (1862,32 м; 1627,25 м; 1627,4 м; 1627,6 м) в системе нефть-вода на установке двухфазной фильтрации с непрерывным контролем насыщенности методом рентгеновского сканирования и следующими данными:

Таблица 2.4.10 - Результаты по экспериментам ОФП в системе нефть-вода (скв.29)

Номер образца	$K_{\text{пр}}^{\text{в}}$, мД	$K_{\text{п}}$, доли ед.	$S_{\text{во}}$	$K_{\text{пр}}^{\text{н}}(S_{\text{во}}) \cdot 10^{-3}$, мкм ²	$S_{\text{но}}$	$K_{\text{пр}}^{\text{в}}(S_{\text{но}}) \cdot 10^{-3}$, мкм ²
53/2	2043	0,288	0,125	2259	0,256	464

M14.836	8,77	0,221	0,447	5,36	0,230	0,41
RB-1	195	0,214	0,336	19,92	0,155	17,51
M15.017	31,3	0,205	0,484	7,15	0,165	3,4

Кривые относительных фазовых проницаемостей приведены на рис. 2.4.4.

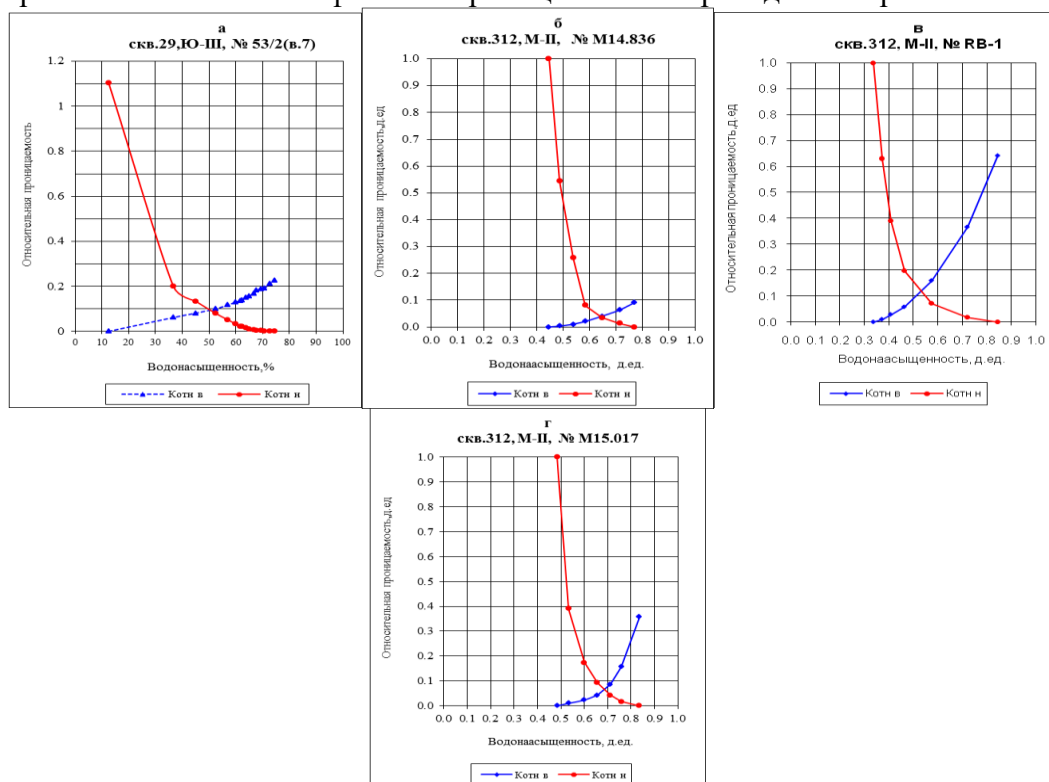


Рис. 2.4.4. Кривые относительной проницаемости: а - для образца из скв.29 (Ю-III); б, в, г - для трех образцов из скв.312, исследованных в ЦАиСИ (Москва, 1999г.) в системе нефть-вода (1862,32 м; 1627,25 м; 1627,4 м; 1627,6 м).

Интерпретация относительных проницаемостей образца 53/2 (скв. №29) мало достоверна. Вид кривых относительной проницаемости для нефти и воды образцов M14.836 и M15.017 указывает на гидрофильность, образца RB-1 – переменную смачиваемость. Для образца RB-1 характерна более высокая относительная проницаемость для воды, чем для двух других, при одинаковых значениях водонасыщенности.

В 2004 году специальные исследования продолжены. Специальные исследования по образцам керна, отобранным из скважин №№202, 204, выполнены в лаборатории «Core Laboratories», Abu Dhabi (Объединенные Арабские Эмираты). В таблице 2.4.11 приведены параметры образцов, использованных для специальных исследований.

Таблица 2.4.11 - Характеристика свойств образцов, использованных при специальных исследованиях

Номер скважины	Номер образца	Горизонт	Глубина отбора, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мД
202	57	М-II-1	1625,27	0,209	311
202	58	М-II-1	1625,41	0,200	76
202	59	М-II-1	1625,60	0,228	289
202	176	М-II-2	1649,11	0,187	160
202	178	М-II-2	1649,26	0,195	824
202	179	М-II-2	1649,37	0,191	363
202	377	Ю-I	1748,44	0,248	1297

202	378	Ю-I	1748,5	0,276	2810
202	379	Ю-I	1748,55	0,286	3720
204	284	Ю-0	1683,42	0,274	836
204	285	Ю-0	1693,53	0,276	780
204	286	Ю-0	1693,60	0,272	871

Перед проведением исследований образцы кондиционировались при температуре 50°C до достижения постоянного веса. Проницаемость замерена в условиях стабильного потока азота с использованием кернодержателя Хасслера. Открытая пористость определена методом газового расширения при использовании гелиевого порозиметра и методом насыщения жидкостью.

Анализ капиллярного давления методом центрифугирования. Для измерения капиллярного давления взяты четыре образца: № 59 (горизонт М-II-1), 176 (горизонт М-II-2), 378 (горизонт Ю-I) скв. №202, образец № 286 (горизонт Ю-0) скв. №204. Эксперимент начинался с установления капиллярного равновесия. Образцы насыщаются соленым раствором при давлении 2000 psi (13,3 МПа). Образцы, насыщенные рассолом, взвешиваются и устанавливаются в отдельные кернодержатели центрифуги. Центрифугированием насыщенность образцов уменьшают на основе восьми пошаговых увеличений эквивалентного давления до максимума 50 psi (0,33 МПа) (табл. 2.4.12-2.4.13).

Таблица 2.4.12 - Вытеснение рассола нефтью

Номер образца	Глубина, м	Начальная водонасыщенность, доли ед.	Капиллярное давление, psi							
			1	2	5	10	15	25	35	50
			Водонасыщенность, доли ед.							
59	1625,6	1,000	1,000	1,000	0,771	0,545	0,445	0,345	0,291	0,244
176	1649,1	1,000	1,000	1,000	1,000	0,465	0,375	0,325	0,308	0,296
378	1748,5	1,000	0,713	0,504	0,318	0,225	0,184	0,142	0,120	0,100
286	1693,6	1,000	1,000	0,656	0,381	0,263	0,213	0,164	0,138	0,115

Таблица 2.4.13 - Вытеснение нефти рассолом

номер образца	глубина, м	Начальная водонасыщенность, доли ед.	Капиллярное давление, psi							
			-1	-2	-5	-10	-15	-25	-35	-50
			Водонасыщенность, доли ед.							
59	1625,6	0,244	0,585	0,643	0,707	0,748	0,769	0,793	0,808	0,822
176	1649,1	0,296	0,612	0,657	0,708	0,742	0,759	0,780	0,793	0,806
378	1748,5	0,100	0,606	0,673	0,723	0,767	0,792	0,821	0,839	0,857
286	1693,6	0,115	0,616	0,653	0,697	0,726	0,742	0,760	0,772	0,783

Как видно из таблицы 2.4.6 и 2.4.7 остаточная водонасыщенность по одному анализу на каждый горизонт составляет: М-II-1 – 0,244 доли ед., М-II-2 – 0,296 доли ед., Ю-I – 0,100 доли ед., Ю-0 – 0,115 доли ед.

Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,178; 0,194; 0,143; 0,217 доли ед. Кривые капиллярного давления для образцов №№59, 176, 378 (скв. №202) и 286 (скв. №204) представлены на рисунке 2.4.5.

Коэффициент вытеснения нефти при этом составляет по горизонтам М-II-1 – 0,617, М-II-2 – 0,627 доли ед., Ю-I – 0,682 доли ед., Ю-0 – 0,55 доли ед.

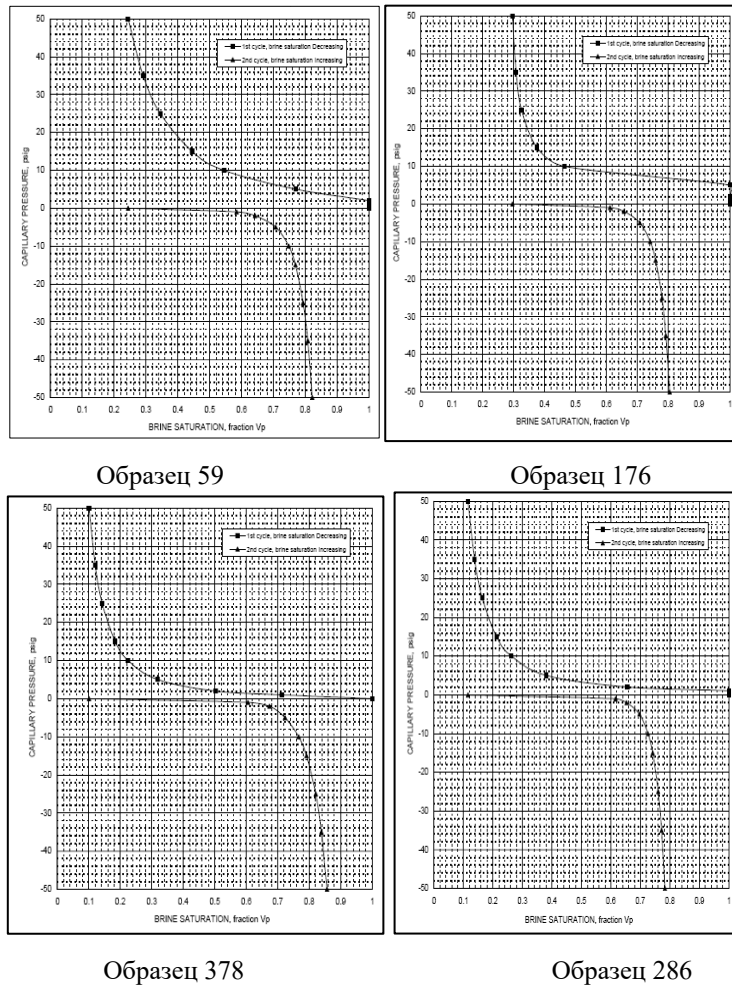


Рис. 2.4.5. Кривые капиллярного давления для образцов 59, 176, 378 (скв. №202) и 286 (скв. №204)

Анализ относительной проницаемости. Измерения относительной проницаемости с применением метода Roszelle и Jones с вытеснением нефти водой в неустановившемся режиме сделаны по четырём образцам керна из горизонтов М-II-1 (образец 57), М-II-2 (образец 179), Ю-I (образец 377) из скважины №202 и горизонта Ю-0 (образец 285) из скважины №204 (рис. 2.4.6).

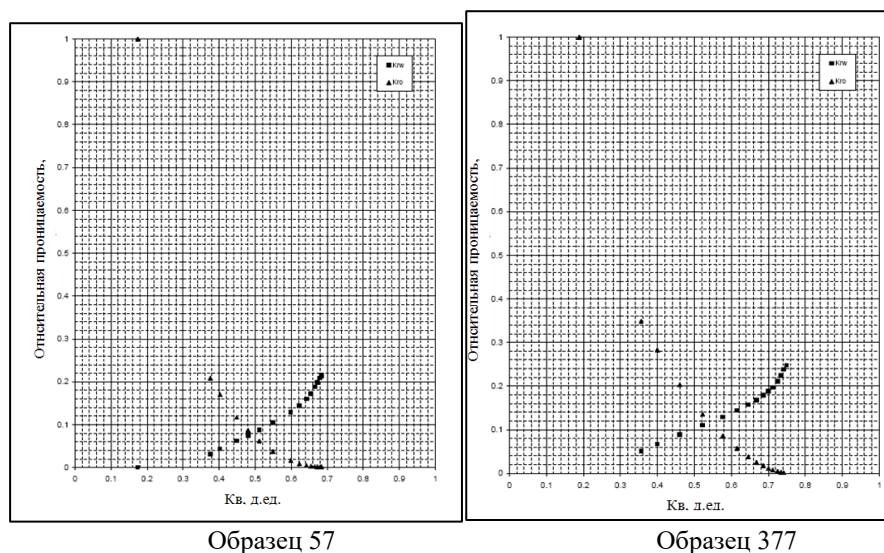


Рис. 2.4.6. Кривые относительной проницаемости для образцов 57, 377 (скв. 202)

Снижение водонасыщенности до остаточной перед выдерживанием ее в дегазированной нефти проводилось методом центрифугирования.

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на всех образцах характеризует породы как нейтральные.

Остаточная водонасыщенность по одному анализу на каждый горизонт составляет: М-П-1 – 0,174 доли ед., М-П-2 – 0,233 доли ед., Ю-1 – 0,189 доли ед., Ю-0 – 0,363 доли ед. Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,316; 0,286; 0,258; 0,287 доли ед.

Результаты относительной проницаемости вода-нефть методом неустановившегося состояния сведены в таблицу 2.4.14.

Таблица 2.4.14 - Результаты относительной проницаемости вода-нефть методом неустановившегося режима

Номер образца	Начальные условия			Конечные условия		
	водонасыщенность, доли ед.	нефтенасыщенность, доли ед.	эффективная проницаемость по нефти, мД	эффективная проницаемость по воде, мД	коэффициент вытеснения	остаточная нефтенасыщенность, доли ед.
57	0,174	0,826	233	50	0,617	0,316
179	0,233	0,767	241	20	0,627	0,286
377	0,189	0,811	790	196	0,682	0,258
285	0,363	0,637	500	111	0,550	0,287

Анализ приемистости заводнения. Для анализа приемистости взяты четыре образца диаметром 1,5": 58 (горизонт М-П-1), 178 (горизонт М-П-2), 378 (горизонт Ю-1) из скважин №№202 и 285 (горизонт Ю-0) из скважины №204. Образцы очищены, высушены и насыщены рассолом.

Затем образцы загружаются в отдельный гидростатический кернодержатель и промываются сырой нефтью под обратным фильтрационным давлением 200 psig (1,33МПа) до остаточной водонасыщенности при давлении нагрузки 2400 psig (16,02МПа) и повышенной температуре 160°F (71°C). Эффективная нефтепроницаемость при

первоначальной водонасыщенности определена при пластовых условиях давления нагрузки и температуры.

Пластовая вода введена через каждый образец при постоянном давлении. Объемы полученной нефти и воды проверены в пределах установленного времени. Испытание закончилось, когда обводненность 99,95% и более достигнута. Эффективная водопроницаемость при остаточной нефтенасыщенности определена при пластовых условиях давления и температуры.

Образцы охлаждены, разгерметизированы и взвешены, чтобы подтвердить остаточные насыщенности флюидом. Первоначальные значения насыщенности для испытания приемистости заводнения вычислены, используя окончательную насыщенность, и полученные данные нефти исправлены по объему пласта. Обводненность вычислена из полученных объемов нефти и воды. По результатам анализов, суммированных в таблице 2.4.15, остаточная водонасыщенность М-II-1 – 0,257 доли ед., М-II-2 – 0,216 доли ед., Ю-I – 0,118 доли ед. и Ю-0 – 0,438 доли ед. Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,158; 0,333; 0,31; 0,143 доли ед.

Таблица 2.4.15 - Результаты приемистости заводнения

Номер образца	Начальные условия		Конечные условия		Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
	водонасыщенность, доли ед.	эффективная проницаемость по нефти, мД	нефтенасыщенность, доли ед.	эффективная проницаемость по воде, мД	
58	0,257	37	0,158	7,4	0,787
178	0,216	480	0,333	43	0,575
379	0,118	1618	0,311	758	0,647
285	0,438	346	0,143	47	0,746

Коэффициент вытеснения нефти при этом составляет по горизонтам М-II-1 – 0,787 доли ед., М-II-2 – 0,575 доли ед., Ю-I – 0,647 доли ед., Ю-0 – 0,746 доли ед.

В период с 2013-2016гг в петрофизических лабораториях ТОО «Везерфорд-КЭР» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» на керне скважин №№248, 285, 294, 501 выполнены специальные исследования.

В 2021г специальные исследования на керне продолжены и выполнены в скважинах №№458, 474, 480 результаты которых описаны ниже.

Капиллярное давление методом нагнетания ртути определялось на 25 образцах керна скважин №№248, 285 горизонта Ю-II с фильтрационно-емкостными свойствами, которые показаны в таблице 2.4.16.

Таблица 2.4.16 - Образцы, использованные для определения капиллярного давления методом нагнетания ртути

Номер скважины	Номер образца	Глубина отбора, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость, $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$
248	В1Х	1775,61	0,293	610
	В2	1775,68	0,307	1697

	B5	1776,45	0,059	0,041
285	1	1778,48	0,286	701
	4	1779,52	0,288	731
	6	1780,19	0,226	8,06
	8	1780,79	0,300	836
	10	1781,44	0,287	504
	12	1782,18	0,264	305
	14	1782,76	0,249	26,4
	16	1783,29	0,286	502
	17	1783,68	0,283	418
	19	1784,29	0,270	438
	22	1785,22	0,293	1033
	23	1785,51	0,277	594
	24	1785,90	0,274	506
	25	1786,11	0,279	806
	27	1786,79	0,301	898
	30	1787,78	0,295	1348
	32	1788,45	0,271	545
	33	1788,75	0,045	0,149
	36	1789,74	0,305	992
	38	1790,38	0,275	770
39	1790,63	0,274	1083	
	41	1791,26	0,110	0,065

По результатам исследования получены кривые распределения пор по размерам в зависимости от уровня насыщенности, которые указывают на их большой диапазон – от 0,002 до 60,59 микронов. В породах-коллекторах горизонта Ю-II преобладают макропоры (рис. 2.4.7).

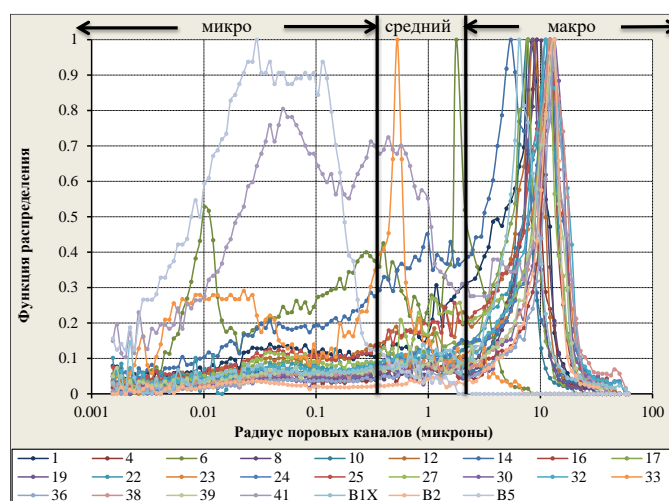


Рис. 2.4.7. Кривые распределения размера пор

Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны. Для измерения электрических свойств породы с определением кривой капиллярного давления использовали систему PLS-200 с 4-мя гидростатическими кернодержателями в отложениях мела и юры на 42 и 78 образцах керна скважин №№248, 285, 294, 458, 474, 480, 501.

Точность в испытаниях электрических свойств зависит от плотности контакта между образцом и электродом, что требует ровную поверхность образца, как с полупроницаемой мембраной, так и с верхней частью кернодержателя.

Эксперименты, выполненные на образцах меловых, юрских отложений показали, что образцы с пористостью соответственно от 4,7 до 31,4%, от 1,4 до 33,6%, проницаемостью соответственно от 0,127 до 4300 мД, от 0.01 до 6450 мД имеют остаточную водонасыщенность от 8,3% до 96,5%, от 14,1 до 94,9%, в среднем 45%, 55,31% соответственно. На рис. 2.4.8 приведены зависимости капиллярного давления от водонасыщенности.

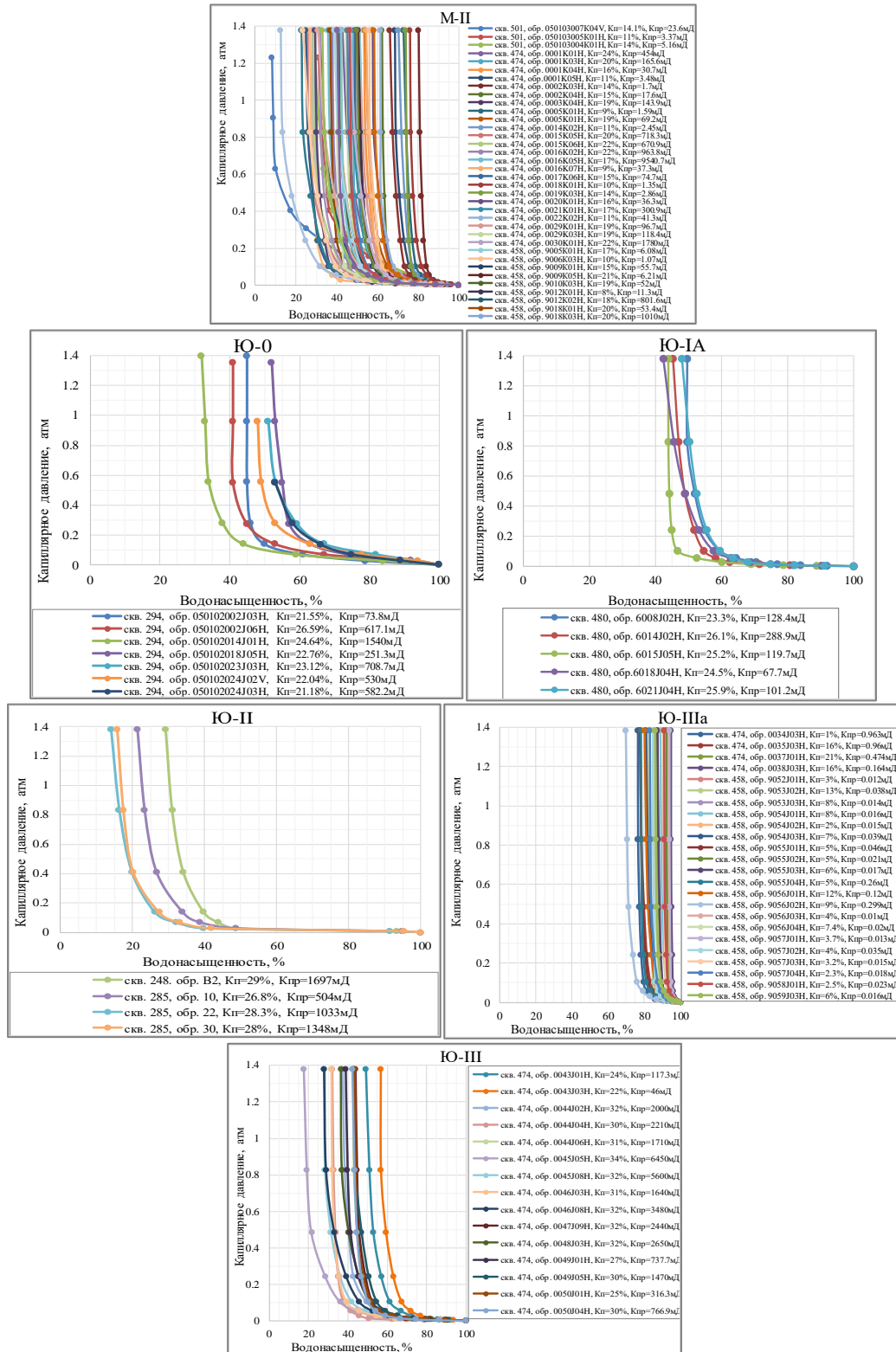


Рис. 2.4.8. Кривые капиллярного давления (мел, юра)

Кривые капиллярного давления также получены методом *центрифугирования* на 4 образцах из скважин №№248, 285 параметры которых представлены в таблице 2.4.17.

Таблица 2.4.17 - Данные к исследованиям по определению капиллярного давления

Номер скважины	Горизонт	Номер образца	Глубина отбора, м	Длина образца, см	Диаметр образца, см	Проницаемость, мД		Пористость, доли ед.	Поровый объем, см ³	Плотность зерен, г/см ³	Водонасыщенность, доли ед.
						по газу	По Клинкенбергу				
248	Ю-П	В3	1775,68	4,951	3,792	1691	1621	0,275	15,4	2,67	0,242
285		8	1780,8	5,079	3,786	869	824	0,258	14,8	2,65	0,219
		25	1786,1	5,110	3,800	806	762	0,241	13,7	2,65	0,291
		36	1789,7	5,000	3,820	992	941	0,255	14,2	2,66	0,290

По результатам данного эксперимента остаточная водонасыщенность при максимальном капиллярном давлении 400 кПа в среднем составляет 26,1%, меняясь в диапазоне 21,9-29,1%.

Относительная фазовая проницаемость определялась в неустановившемся режиме с вытеснением нефти водой на 2 образцах керна скважин №№248, 285 с пористостью от 27,3% до 28,1% и проницаемостью от 130мД до 1121 мД, где в результате получены остаточная водонасыщенность 24,8%, остаточная нефтенасыщенность – 14,75%, коэффициент вытеснения нефти водой – 80,05%. Пересечение кривых относительных проницаемостей показывает, что у образца по скважине 248 смачиваемость гидрофильная, а образец по скважине №285 является гидрофобным (рис. 2.4.9).

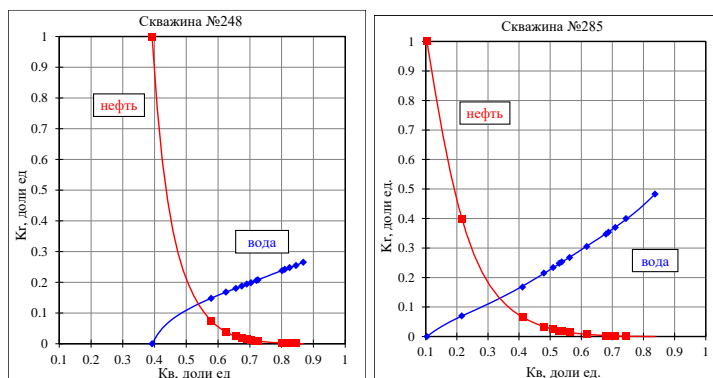


Рис. 2.4.9. Кривые относительной проницаемости для образца (скв. №248, 285)

Определение относительной проницаемости (ОФП) для системы вода-нефть при установившемся режиме в атмосферных условиях. Для определения относительных фазовых проницаемостей использовалась двухфазная вертикальная фильтрационная установка (LXRT-400Т), предназначенная для исследования профилей насыщения при фильтрации двухфазных потоков в пластовых условиях в режиме реального времени, представляя средние насыщенные в виде функции длины керна и дискретные точки вдоль

керна в виде функции времени.

Исследования относительной проницаемости в системе вода-нефть проведены на 51 образцах керна меловых и юрских отложений скважин №№294, 458, 474, 480, 501.

Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.18.

Таблица 2.4.18 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть

Номер скважины	Модель	Номер образца	Глубина (привязанная глубина), м	Горизонт	Проницаемость для газа *10 ⁻³ , мкм ²	Пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Конт. воды, доли ед.	Конт. нефти, доли ед.
294	1	2001J03H; 2002J06H	1703,93; 1705,47	Ю-0-16	367,6	0,251	0,32	0,2	0,012	0,044
	2	2004J03H	1706,76	Ю-0-2	3,58	0,16	0,38	0,21	0,012	0,033
	3	2018J05H	1720,58	Ю-0-2	251,3	0,227	0,52	0,19	0,013	0,018
458	1	9006K01H	1627,14	М-II-1	0,80	0,1302	0,60	0,20	0,026	0,016
	2	9009K01H	1629,9	М-II-1	34,20	0,1473	0,42	0,22	0,034	0,016
	3	9009K03H	1630,25	М-II-1	13,20	0,1681	0,45	0,23	0,045	0,016
	4	9010K03H	1631,3	М-II-1	15,20	0,1882	0,43	0,26	0,025	0,018
	5	9012K02H	1633,9	М-II-1	265,0	0,1795	0,27	0,26	0,033	0,019
	6	9018K01H	1640,3	М-II-1	25,30	0,2007	0,39	0,24	0,025	0,020
	7	9019K02H	1641,1	М-II-1	336,0	0,2027	0,29	0,24	0,028	0,016
	8	9019K03H	1641,4	М-II-1	221,0	0,2170	0,29	0,27	0,027	0,020
	9	9021K01H	1642,93	М-II-1	9,20	0,1859	0,49	0,22	0,036	0,023
	10	9024K04H	1646,45	М-II-1	687,0	0,2428	0,23	0,33	0,026	0,021
	11	9029K01H	1650,42	М-II-1	1,75	0,1691	0,53	0,23	0,036	0,013
	12	9029K03H	1650,8	М-II-1	75,00	0,1236	0,39	0,22	0,026	0,023
	13	9030K03H	1651,67	М-II-1	68,20	0,1919	0,39	0,27	0,031	0,017
	14	9030K05H	1651,9	М-II-1	25,20	0,1298	0,47	0,24	0,027	0,016
	15	9032K02H	1653,52	М-II-1	1725	0,3142	0,21	0,23	0,025	0,018
	16	9032K05H	1653,95	М-II-1	76,50	0,2081	0,36	0,22	0,031	0,025
	17	9033K04H	1654,53	М-II-1	35,20	0,1800	0,44	0,22	0,037	0,020
	18	9036K01H	1657,3	М-II-1	6,17	0,1221	0,44	0,26	0,036	0,025
	19	9038K03H	1659,32	М-II-1	6,70	0,1620	0,48	0,22	0,030	0,019
474	1	0001K03H	1631,9	М-II-1	53,20	0,2017	0,35	0,27	0,028	0,024
	2	0014K02H	1645,15	М-II-1	0,63	0,1076	0,63	0,18	0,026	0,015
	3	0015K03H	1646,1	М-II-1	169,0	0,1951	0,33	0,28	0,035	0,019
	4	0015K05H	1646,32	М-II-1	185,6	0,2026	0,33	0,28	0,035	0,019
	5	0016K05H	1646,43	М-II-1	173,1	0,1750	0,33	0,29	0,034	0,019
	6	0017K03H	1648,02	М-II-1	985,0	0,2373	0,28	0,23	0,027	0,014
	7	0018K01H	1648,6	М-II-1	0,23	0,0975	0,66	0,17	0,031	0,024
	8	0019K03H	1650,15	М-II-1	0,38	0,14	0,60	0,19	0,027	0,018
	9	0020K05H	1651,4	М-II-1	10,20	0,1745	0,53	0,20	0,026	0,017
	10	0030K01H	1660,53	М-II-1	887,0	0,2210	0,32	0,26	0,033	0,016
	11	0035J03H	1856,65	Ю-IIIa	0,12	0,1578	0,62	0,19	0,034	0,020
	12	0045J05H	1866,65	Ю-III	2201,0	0,3356	0,15	0,25	0,025	0,016
	13	0046J08H	1868,15	Ю-III	1001,0	0,3215	0,22	0,28	0,034	0,016
	14	0048J03H	1869,52	Ю-III	852,0	0,3152	0,14	0,25	0,030	0,030
	15	0048J06H	1869,85	Ю-III	352,0	0,3009	0,30	0,23	0,030	0,016
	16	0049J01H	1870,38	Ю-III	188,0	0,2712	0,26	0,27	0,031	0,018
	17	0049J05H	1870,75	Ю-III	278,0	0,2998	0,26	0,33	0,027	0,016
	18	0050J01H	1871,33	Ю-III	49,60	0,2545	0,27	0,33	0,032	0,019
	19	0050J04H	1871,6	Ю-III	191,0	0,2970	0,30	0,28	0,029	0,017
	20	0050J09H	1872,06	Ю-III	121,0	0,2843	0,28	0,29	0,025	0,016
480	1	6015J02H	1747,22	Ю-IA	321,4	0,271	0,32	0,28	0,019	0,030
	2	6015J04H	1747,77	Ю-IA	586,8	0,285	0,30	0,25	0,015	0,028
	3	6017J01H	1749,2	Ю-IA	651	0,248	0,28	0,31	0,015	0,030

501	1	3001K03H	1657,15	М-II-1	105,2	0,183	0,686	0,13	0,002	0,07
	2	3002K06H	1658,18	М-II-1	21	0,182	0,672	0,131	0,011	0,059
	3	3003K04H	1658,69	М-II-1	865,4	0,162	0,193	0,294	0,006	0,045
	4	3006K02H	1661,59	М-II-1	4,76	0,155	0,228	0,36	0,007	0,04
	5	3007K03H	1662,93	М-II-1	451,8	0,15	0,242	0,319	0,004	0,036
	6	3008K04H	1664,25	М-II-1	2,03	0,128	0,657	0,187	0,009	0,041

В результате исследования для *горизонта М-II-1* остаточная водонасыщенность по 35 образцам из скважин №№458, 474, 501 меняется от 19,3 до 68,6%, в среднем составляя 41,73%.

Для *горизонтов Ю-0, Ю-IA и Ю-III* исследования проводились на 16 образцах керна скважин №№294, 474, 480 с пористостью от 16 до 33,6% и проницаемостью от 3,58 до 2201 мД, при этом остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 14-62%, в среднем составляя 30,75%.

Кривые относительной проницаемости представлены на рис. 2.4.10.

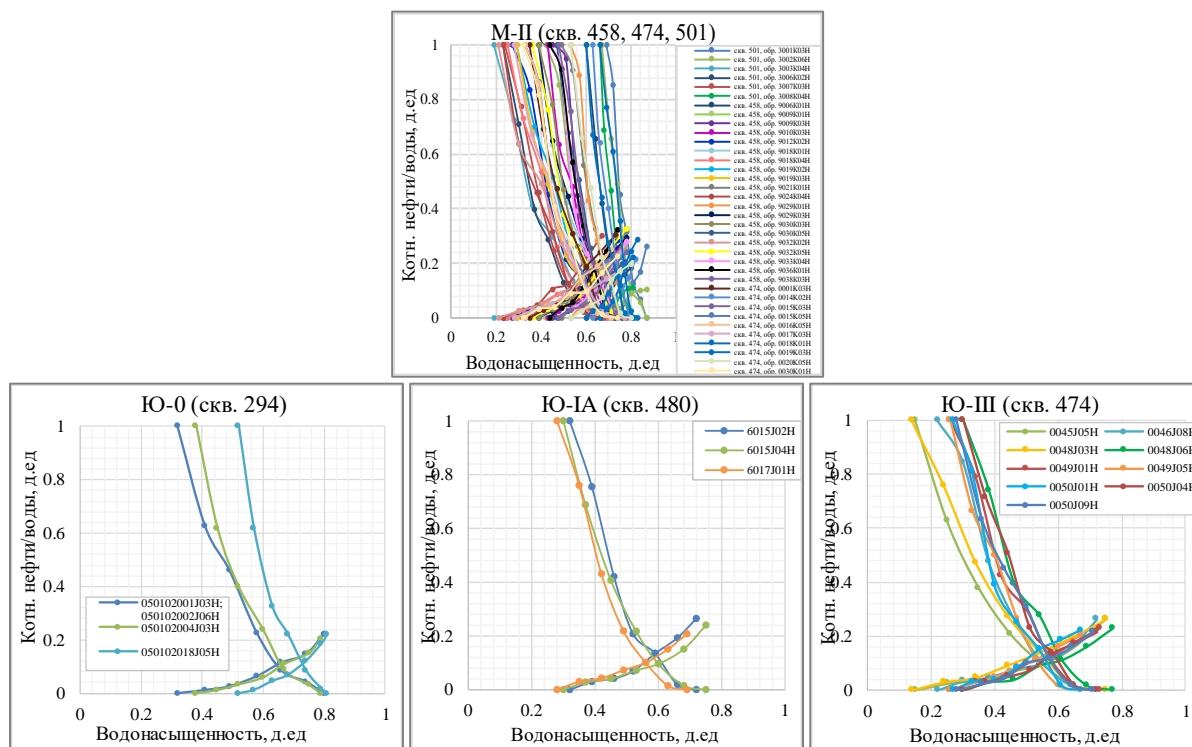


Рис. 2.4.10. Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как гидрофильные.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено на 51 образцах керна меловых и юрских отложений.

В таблице 2.4.19 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

Коэффициент вытеснения нефти для меловых отложений по 35 образцам скважин №№501, 474 составляет 57,8%, для юрских отложений на 16 образцах скважин №№294, 474, 480 составляет в среднем 62,45%.

Таблица 2.4.19 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Номер модели	Номер образца	Горизонт	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость для газа *10 ⁻³ , мкм ²	Остаточная водонасыщенность, S _{в.ост} доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, S _{н.ост} доли ед.	Коэффициент вытеснения, β, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Скважина №294</i>									
1	2001J03H; 2002J06H	Ю-0-16	1703,93; 1705,47	1703,93; 1705,47	0,251	367,55	0,32	0,2	0,71
2	2004J03H	Ю-0-2	1706,76	1706,76	0,16	3,58	0,38	0,21	0,66
3	2018J05H	Ю-0-2	1720,58	1720,58	0,227	251,3	0,52	0,19	0,6
<i>Скважина №458</i>									
1	9005K02H	М-II-1	1625,90	1626,6	0,1558	2,20	0,552	0,226	0,496
2	9009K02H	М-II-1	1629,30	1630	0,1752	74,20	0,420	0,273	0,53
3	9009K05H	М-II-1	1629,95	1630,65	0,2086	2,80	0,554	0,203	0,544
4	9010K01H	М-II-1	1630,10	1630,8	0,2259	75,50	0,388	0,287	0,532
5	9012K03H	М-II-1	1633,50	1634	0,2063	95,60	0,376	0,221	0,647
6	9013K01H	М-II-1	1634,05	1634,57	0,0650	0,12	0,636	0,188	0,485
7	9018K03H	М-II-1	1639,77	1640,47	0,2004	425,00	0,378	0,200	0,678
8	9019K01H	М-II-1	1640,05	1640,75	0,2097	88,00	0,405	0,257	0,567
9	9020K01H	М-II-1	1641,08	1641,78	0,1879	387,00	0,332	0,251	0,625
10	9020K03H	М-II-1	1641,60	1642,3	0,2338	92,00	0,328	0,288	0,571
11	9022K03H	М-II-1	1642,60	1643,3	0,0868	7,20	0,454	0,241	0,558
12	9024K01H	М-II-1	1644,67	1645,37	0,2446	178,00	0,252	0,302	0,597
13	9025K04H	М-II-1	1645,75	1646,45	0,1427	28,20	0,374	0,248	0,605
14	9030K02H	М-II-1	1650,75	1651,45	0,1872	20,10	0,423	0,230	0,601
15	9032K04H	М-II-1	1653,05	1653,75	0,3208	996,00	0,197	0,251	0,687
16	9033K02H	М-II-1	1653,44	1654,14	0,1680	10,10	0,477	0,229	0,563
17	9033K06H	М-II-1	1654,12	1654,82	0,2274	221,00	0,261	0,292	0,604
18	9038K01H	М-II-1	1658,45	1659,15	0,1691	8,20	0,437	0,232	0,588
19	9040K02H	М-II-1	1660,70	1661,4	0,1953	30,02	0,451	0,263	0,522
<i>Скважина №474</i>									
1	0002K04H	М-II-1	1630,78	1633,23	0,1455	3,50	0,477	0,240	0,6108
2	0003K04H	М-II-1	1631,30	1633,75	0,1900	47,20	0,378	0,235	0,622
3	0005K01H	М-II-1	1633,05	1635,5	0,0867	0,33	0,636	0,179	0,509
4	0010K01H	М-II-1	1638,10	1640,55	0,1874	19,30	0,427	0,237	0,587
5	0015K06H	М-II-1	1643,98	1646,43	0,2155	176,60	0,386	0,203	0,670
6	0017K05H	М-II-1	1645,80	1648,25	0,1788	312,00	0,305	0,208	0,701
7	0020K01H	М-II-1	1648,40	1650,85	0,1623	9,30	0,440	0,258	0,539
8	0021K03H	М-II-1	1649,75	1652,2	0,0655	0,78	0,608	0,200	0,489
9	0022K02H	М-II-1	1650,18	1652,63	0,1080	11,10	0,505	0,218	0,56
10	0029K03H	М-II-1	1657,82	1660,27	0,1919	20,10	0,383	0,284	0,54
11	0043J01H	Ю-III	1862,10	1864,35	0,2444	19,80	0,355	0,280	0,566
12	0043J03H	Ю-III	1862,35	1864,6	0,2157	12,10	0,400	0,265	0,559
13	0043J07H	Ю-III	1862,87	1865,12	0,2745	101,00	0,331	0,232	0,653
14	0044J04H	Ю-III	1863,60	1865,85	0,3036	352,00	0,179	0,290	0,646
15	0044J06H	Ю-III	1863,75	1866	0,3109	299,50	0,150	0,338	0,603
16	0045J08H	Ю-III	1864,63	1866,88	0,3230	1896,00	0,073	0,300	0,676
17	0046J03H	Ю-III	1865,45	1867,7	0,3133	210,00	0,244	0,256	0,661
18	0046J06H	Ю-III	1865,76	1868,01	0,3155	321,00	0,248	0,309	0,589
19	0049J06H	Ю-III	1868,67	1870,92	0,2707	111,00	0,279	0,237	0,671
20	0050J07H	Ю-III	1869,68	1871,93	0,2369	24,30	0,365	0,255	0,598
<i>Скважина №480</i>									
1	6014J03H	Ю-IA	1746,98	1746,98	0,2682	413,9	0,38	0,214	0,656
2	6015J03H	Ю-IA	1747,66	1747,66	0,2712	376,3	0,37	0,251	0,602
3	6018J03H	Ю-IA	1750,52	1750,52	0,2731	111,4	0,371	0,288	0,542
<i>Скважина №501</i>									

1	3001K03H	М-II-1	1653,85	1657,15	0,183	105,2	0,686	0,13	0,59
2	3002K06H	М-II-1	1654,88	1658,18	0,182	21	0,672	0,131	0,60
3	3003K04H	М-II-1	1655,39	1658,69	0,162	865,4	0,193	0,294	0,64
4	3006K02H	М-II-1	1658,29	1661,59	0,155	4,76	0,228	0,36	0,53
5	3007K03H	М-II-1	1659,63	1662,93	0,15	451,8	0,242	0,319	0,58
6	3008K04H	М-II-1	1660,95	1664,25	0,128	2,03	0,657	0,187	0,45

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 49 образцах керна скважин №№248, 285, 294, 458, 474, 501. Исследования показали, что все образцы – гидрофильные (таблица 2.4.20).

Таблица 2.4.20 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту

Номер скважины	Номер образца	Глубина, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
			Самопроизвольный выход нефти, мл	Принудительный выход нефти, мл	Самопроизвольный выход воды, мл	Принудительный выход воды, мл		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
248	B1x	1775,61	-	-	-	-	0,10	гидрофильная
285	23	1783,63	-	-	-	-	0,57	гидрофильная
294	050102002J03H	1705,06	0,66	1,99	0,4	3,57	0,22	гидрофильная
	050102014J01H	1716,62	0,91	2,82	0,45	4,04	0,21	гидрофильная
	050102023J03H	1725,54	0,62	1,9	0,43	3,85	0,21	гидрофильная
	050102024J02V	1726,19	0,62	1,94	0,4	3,55	0,21	гидрофильная
	050102024J03H	1726,29	0,48	1,74	0,38	3,4	0,17	гидрофильная
458	050109005K01H	1625,80	0,89	3,14	0,66	5,88	0,17	гидрофильная
	050109010K01H	1630,10	1,51	5,45	0,82	7,30	0,17	гидрофильная
	050109012K01H	1633,20	0,44	1,39	0,31	2,81	0,20	гидрофильная
	050109018K03H	1639,77	1,44	4,93	0,82	7,37	0,18	гидрофильная
	050109019K02H	1640,40	1,47	5,80	0,79	6,99	0,14	гидрофильная
	050109020K03H	1641,60	1,68	6,22	0,84	7,53	0,16	гидрофильная
	050109022K01H	1642,40	2,27	8,16	0,94	8,44	0,17	гидрофильная
	050109024K01H	1644,67	2,31	6,99	0,87	7,81	0,22	гидрофильная
	050109025K04H	1645,75	0,97	3,57	0,55	4,91	0,16	гидрофильная
	050109027K01H	1647,45	0,38	1,51	0,36	3,26	0,14	гидрофильная
	050109029K03H	1650,10	0,82	3,03	0,49	4,42	0,16	гидрофильная
	050109030K03H	1650,97	1,33	4,61	0,71	6,38	0,18	гидрофильная
	050109031K01H	1652,10	0,53	2,05	0,45	4,01	0,15	гидрофильная
	050109032K02H	1652,82	3,10	9,31	1,22	10,93	0,22	гидрофильная
	050109033K02H	1653,44	1,05	3,44	0,66	5,95	0,19	гидрофильная
	050109033K03H	1653,70	0,67	2,59	0,46	4,13	0,15	гидрофильная
	050109033K06H	1654,12	1,84	6,71	0,82	7,37	0,16	гидрофильная
	050109038K01H	1658,45	1,08	3,76	0,67	5,93	0,17	гидрофильная
	050109039K01H	1660,25	1,13	4,14	0,64	5,68	0,16	гидрофильная
050109040K01H	1660,50	1,76	5,40	0,79	7,07	0,21	гидрофильная	
474	050110001K03H	1629,45	1,47	5,31	0,76	6,76	0,16	гидрофильная
	050110002K04H	1630,78	0,82	3,13	0,58	5,17	0,15	гидрофильная
	050110015K05H	1643,87	1,71	5,25	0,75	6,69	0,21	гидрофильная
	050110016K05H	1644,60	1,41	4,64	0,64	5,75	0,19	гидрофильная
	050110017K05H	1645,80	1,60	4,81	0,73	6,57	0,22	гидрофильная
	050110019K03H	1647,70	0,69	2,18	0,58	5,19	0,20	гидрофильная
	050110020K05H	1648,95	0,91	3,26	0,71	6,39	0,17	гидрофильная
	050110021K03H	1649,75	0,28	1,06	0,27	2,45	0,15	гидрофильная
	050110029K03H	1657,82	1,39	4,75	0,72	6,41	0,18	гидрофильная
	050110030K01H	1658,08	1,80	5,99	0,85	7,63	0,19	гидрофильная
	050110035J03H	1854,40	0,68	2,44	0,66	5,91	0,17	гидрофильная

	050110043J01H	1862,10	1,78	6,43	0,92	8,24	0,16	гидрофильная
	050110043J07H	1862,87	2,18	6,89	1,05	9,35	0,20	гидрофильная
	050110044J04H	1863,60	2,73	9,58	1,07	9,57	0,17	гидрофильная
	050110044J06H	1863,75	3,22	10,31	1,06	9,47	0,20	гидрофильная
	050110045J08H	1864,63	3,38	12,04	1,17	10,46	0,17	гидрофильная
	050110046J03H	1865,45	2,74	9,27	1,19	10,63	0,18	гидрофильная
	050110046J06H	1865,76	2,67	9,46	1,12	10,02	0,17	гидрофильная
	050110046J08H	1865,90	2,78	9,96	1,17	10,55	0,17	гидрофильная
	050110049J05H	1868,50	2,29	8,86	1,02	9,14	0,15	гидрофильная
501	050103001K03H	1657,15	0,58	2,32	0,81	7,22	0,14	гидрофильная
	050103007K03H	1662,93	1,4	4,3	0,51	4,6	0,22	гидрофильная

В таблице 2.4.21 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта.

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой, показатель смачиваемости) рекомендуются использовать в гидродинамических расчетах.

Таблица 2.4.21 - Характеристики вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам

Наименование горизонтов	Наименование величин	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
М-II	Количество определений	64	78	78	73	71	35	35
	Среднее значение	170,04	0,393	0,607	0,237	0,589	0,026	0,0239
	Интервал изменения	2,03-1725	0,083-0,686	0,3140,917	0,13-0,36	0,45-0,787	0,002-0,045	0,013-0,07
Ю-0	Количество определений	7	14	14	6	5	4	4
	Среднее значение	456	0,405	0,595	0,208	0,653	0,0125	0,031
	Интервал изменения	3,58-871	0,115-0,53	0,47-0,885	0,143-0,287	0,55-0,746	0,012-0,13	0,018-0,044
Ю-I	Количество определений	10	10	10	9	8	3	3
	Среднее значение	2394	0,263	0,737	0,256	0,616	0,016	0,029
	Интервал изменения	1297-3720	0,1-0,38	0,62-0,90	0,143-0,31	0,542-0,682	0,015-0,019	0,028-0,030
Ю-II	Количество определений	3	7	7	3	3	-	-
	Среднее значение	889	0,162	0,838	0,163	0,826	-	-
	Интервал изменения	806-992	0,104-0,214	0,786-0,896	0,143-0,311	0,81-0,826	-	-
Ю-III	Количество определений	19	21	21	21	21	10	10
	Среднее значение	12,1-2201	0,264	0,736	0,266	0,630	0,029	0,0184
	Интервал изменения	451,59	0,073-0,620	0,38-0,927	0,133-0,338	0,50-0,85	0,025-0,034	0,016-0,030

2.5 Подсчетные параметры, запасы нефти и газа

В 2021г. Атырауским филиалом ТОО «КМГ «Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области РК» по состоянию изученности на 02.01.2021г.

В целом по месторождению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению составили:

нефти:

по категории $B+C_1$ – 90499/53279 тыс.т.

по категории C_2 - 6541/834 тыс.т

растворенного газа:

по категории $B+C_1$ – 9780/ 7650 млн.м³

по категории C_2 – 467/ 102 млн.м³

Оценка утвержденных запасов нефти и газа месторождения Акшабулак Центральный в рамках отчета «ПЗ-2021г» производилась объемным методом и приведен в таблицах 2.5.1-2.5.2. С учетом новых пробуренных 8 скважин, а также 2 углубленных скважин начальные геологические запасы в целом по месторождению изменяется в сторону увеличения на 1% по категориям $B+C_1$ и C_2 . Начальные геологические запасы пластового газа по горизонту М-I с учетом новых пробуренных скважин уменьшается по категории C_1 на 6,7%, а по категории C_2 на 14,4%.

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 01.01.2021г

Горизонт	Сегмент	Территория	Блок	Зона	Категоринность	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент пористости, (д.ед.)	Коэффициент нефтенасыщенности, (д.ед.)	Плотность нефти, г/см ³	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Запасы растворенного, газа млн.м ³				
																	Геологическое	Извлекаемое			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19			
Балансовые запасы																					
М-II-1	Северный свод	В пределах контрактной территории	I	ЧНЗ	B	5696	10,8	61673	0,18	0,50	0,827	0,923	4237	0,251	1063	27,5	117	53			
					C ₁	815	7,5	6088	0,18	0,50	0,827	0,923	418	0,251	105	27,5	11	5			
					B+C ₁	6511	10,4	67762					4655		1167		128	58			
				ВНЗ	B	2156	9,0	19345	0,18	0,50	0,827	0,923	1329	0,245	326	27,5	37	16			
					C ₁	7708	4,7	36437	0,18	0,50	0,827	0,923	2503	0,245	613	27,5	69	30			
					B+C ₁	9864	5,7	55782					3832		939		106	47			
			Всего	C ₂	3211	1,9	6166	0,18	0,50	0,827	0,923	424	0,123	52	27,5	12	3				
				B	7852	10,3	81018					5566		1388		154	69				
				C ₁	8523	5,0	42525					2921		718		80	36				
				B+C ₁	16375	7,5	123544					8487		2106		234	104				
			II	ВНЗ	C ₁	3056	6,1	18575	0,18	0,50	0,827	0,923	1276	0,245	313	27,5	35	16			
					C ₁	1099	4,8	5274	0,18	0,50	0,827	0,923	362	0,245	89	27,5	10	4			
					Всего	C ₁	4154	5,7	23849					1638		401		45	20		
			Итого по Северному своду					B	7852	10,3	81018					5566		1388		154	69
	C ₁	12677						5,2	66374					4559		1119		125	56		
	B+C ₁	20529						7,2	147392					10125		2508		279	124		
	C ₂	3211						1,9	6166					424		52		12	3		
	Южный свод	В пределах контрактной территории	I	ЧНЗ	B	654	13,4	8745	0,17	0,49	0,819	0,864	515	0,251	129	57	29	6			
					C ₁	32	7,0	223	0,17	0,49	0,819	0,864	13	0,251	3	57	1	0			
					B+C ₁	686	13,1	8968					528		133		30	7			
				ВНЗ	B	7750	10,0	77627	0,17	0,49	0,819	0,864	4576	0,244	1117	57	261	55			
					C ₁	9129	5,1	46371	0,17	0,49	0,819	0,864	2733	0,244	667	57	156	33			
					B+C ₁	16879	7,3	123998					7309		1783		417	89			
			II	ВНЗ	C ₁	1711	4,0	6843	0,17	0,49	0,819	0,864	403	0,244	98	57	23	5			
					Всего	B	8404	10,3	86372					5091		1246		290	62		
			За пределами контрактной территории	I	ВНЗ	C ₁	10872	4,9	53437					3149		769		180	38		
						B+C ₁	19276	7,3	139810					8240		2014		470	100		
B		47				7,6	357	0,17	0,49	0,819	0,864	21	0,244	5	57	1	0				
Итого по Южному своду						C ₁	41	3,8	156	0,17	0,49	0,819	0,864	9	0,244	2	57	0	0		
						B+C ₁	87	5,9	513					30		7		1	0		
	B					8451	10,3	86729					5112		1251		291	62			
	C ₁					10913	4,9	53594					3158		771		180	38			
Итого по горизонту М-II-1					B+C ₁	19363	7,2	140323					8270		2022		471	100			
					B	16303	10,3	167747					10678		2639		445	131			
					C ₁	23590	5,1	119968					7717		1890		305	94			
					B+C ₁	39892	7,2	287715					18395		4529		750	225			
М-II-2	Северный свод	В пределах контрактной территории	I	ЧНЗ	B	2269	4,3	9816,1	0,17	0,53	0,827	0,923	675	0,338	228	27,5	19	11			
					C ₁	5052,5	2,5	12513,8	0,17	0,53	0,827	0,923	861	0,338	291	27,5	24	14			
					B+C ₁	7322	3,0	22330					1536		519		42	26			
				ВНЗ	B	172	4,2	723	0,17	0,53	0,827	0,923	50	0,329	17	27,5	1	1			
					C ₁	1246	2,8	3458	0,17	0,53	0,827	0,923	238	0,329	78	27,5	7	4			
					B+C ₁	1417	2,9	4181					288		95		8	5			
			Итого по горизонту М-II-2					B	2441	4,3	10539					725		245		20	12
								C ₁	6298	2,5	15972					1099		369		30	18
								B+C ₁	8739	3,0	26511					1824		614		50	30

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19				
Итого по горизонту М					В			178286					11403		2884		465	143				
					С₁			135939							8816		2259		335	112		
					В+С₁			314226									20219		5143		800	255
					С₂			6166										424		52		12
За балансовые запасы																						
Ю-0-1а	Северный свод	В пределах контрактной территории	I	ВНЗ	С ₂	1578	0,9	1365	0,22	0,47	0,828	0,873	102	0,097	10	53,8	6	1				
	Южный свод		I	ВНЗ	С ₂	906	1,1	981	0,23	0,52	0,817	0,799	77	0,051	4	96,7	7	0				
			II	ВНЗ	С ₂	480	0,7	336	0,23	0,52	0,817	0,799	26	0,510	13	96,7	3	1				
Итого по горизонту Ю-0-1а					С₂	2964	0,9	2682					205		27		15	3				
Балансовые запасы																						
Ю-0-16	Русло 2 (Северный свод)	В пределах контрактной территории	I	ЧНЗ	В	456	14	6408	0,26	0,55	0,828	0,873	662	0,503	333	53,8	36	27				
					С ₁	351	11,2	3945	0,26	0,55	0,828	0,873	408	0,503	205	53,8	22	17				
					В+С ₁	807	12,8	10353					1070		538		58	44				
					С ₂	150	4,0	601	0,26	0,55	0,828	0,873	62	0,252	16	53,8	3	1				
				ВНЗ	С ₁	111	6,2	692	0,26	0,55	0,828	0,873	72	0,494	36	53,8	4	3				
					С ₂	224	2,2	497	0,26	0,55	0,828	0,873	51	0,247	13	53,8	3	1				
					ЧНЗ	С ₂	82	3,4	281	0,26	0,55	0,828	0,873	29	0,252	7	53,8	2	1			
					ВНЗ	С ₂	298	2,5	753	0,26	0,55	0,828	0,873	78	0,247	19	53,8	4	2			
			Всего	В	456	14,0	6408					662		333		36	27					
				С ₁	462	10,0	4637					480		241		26	20					
				В+С ₁	918	12,0	11045					1142		574		62	47					
				С ₂	754	2,8	2132					220		55		12	5					
			Не русловый (Северный свод)	В пределах контрактной территории	I	ЧНЗ	В	666	2,4	1592	0,23	0,48	0,828	0,873	127	0,199	25	53,8	7	3		
							С ₁	3388	2,4	8187	0,23	0,48	0,828	0,873	653	0,199	130	53,8	35	13		
							В+С ₁	4054	2,4	9778					780		155		42	15		
							С ₂	3384	3,0	10194	0,23	0,48	0,828	0,873	814	0,100	81	53,8	44	8		
	ВНЗ	С ₁				636	1,6	1036	0,23	0,48	0,828	0,873	83	0,194	16	53,8	5	2				
		С ₂				2855	1,4	4003	0,23	0,48	0,828	0,873	319	0,097	31	53,8	17	3				
		ЧНЗ				С ₂	123	3,3	400	0,23	0,48	0,828	0,873	32	0,100	3	53,8	2	0			
		ВНЗ				С ₂	2065	2,4	4980	0,23	0,48	0,828	0,873	397	0,097	39	53,8	21	4			
	Всего	В			666	2,4	1592					127		25		7	3					
		С ₁			4024	2,3	9223					736		146		40	14					
		В+С ₁			4690	2,3	10814					863		171		46	17					
		С ₂			8427	2,3	19577					1562		154		84	15					
	Итого по Северному своду			В	1122	7,1	8000				789		358		42	30						
				С ₁	4486	3,1	13860					1216		387		66	34					
				В+С ₁	5608	3,9	21860					2005		745		108	63					
				С ₂	9181	2,4	21709					1782		209		96	19					
	Русло 2 (Южный свод)	В пределах контрактной территории	I	ЧНЗ	В	153	9,1	1388	0,27	0,55	0,817	0,799	135	0,589	80	96,7	13	7				
					С ₁	69	9,2	635	0,27	0,55	0,817	0,799	62	0,589	37	96,7	6	3				
					В+С ₁	222	9,1	2023					197		116		19	10				
					С ₂	72	8,4	602	0,27	0,55	0,817	0,799	58	0,295	17	96,7	6	1				
				ВНЗ	В	81	4,3	344	0,27	0,55	0,817	0,799	33	0,581	19	96,7	3	2				
					С ₁	88	3,9	344	0,27	0,55	0,817	0,799	33	0,581	19	96,7	3	2				
					В+С ₁	169	4,1	688					66		38		6	3				
					С ₂	41	3,5	143	0,27	0,55	0,817	0,799	14	0,291	4	96,7	1	0				
			II	ВНЗ	С ₁	213	4,1	863	0,27	0,55	0,817	0,799	84	0,581	49	96,7	8	4				
				В	234	7,4	1731					168		99		16	8					
				С ₁	157	6,2	979					95		56		9	5					
				В+С ₁	391	6,9	2710					263		154		26	13					
С ₂				326	4,9	1608					156		70		15	6						
В				1474	19,5	28777	0,27	0,55	0,817	0,799	2790	0,462	1289	96,7	270	105						
Русло 4 (Южный свод)	В пределах контрактной территории	I	ЧНЗ	С ₁	142	14,2	2020	0,27	0,55	0,817	0,799	196	0,462	91	96,7	19	7					
				В+С ₁	1616	19,1	30798					2986		1380		289	112					

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
Ю-0-16	Русло 4 (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ВНЗ	B	18	20,6	360	0,27	0,55	0,817	0,799	35	0,453	16	96,7	3	1		
					C ₁	355	12,9	4569	0,27	0,55	0,817	0,799	443	0,453	201	96,7	43	16		
					B+C ₁	373	13,2	4929					478		217		46	18		
			II	ВНЗ	C ₁	48	6,7	321	0,27	0,55	0,817	0,799	31	0,462	14	96,7	3	1		
					C ₁	88	3,5	306	0,27	0,55	0,817	0,799	30	0,453	14	96,7	3	1		
					<i>Всего</i>	B	1491	19,5	29138					2825		1305		273	106	
			Русловые (Южный свод)	<i>Итого</i>			C ₁	633	11,4	7216					700		319		68	26
							B+C ₁	2124	17,1	36354					3525		1624		341	132
							B	1725	17,9	30869					2993		1404		290	114
	C ₁	790					10,4	8195					795		375		77	31		
	Не русловый (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	C ₁	4863	2,3	11038	0,24	0,49	0,817	0,799	847	0,105	89	96,7	82	9		
					B+C ₁	5536	2,4	13300					1021		107		99	10		
					C ₂	1819	1,4	2510	0,24	0,49	0,817	0,799	193	0,053	10	96,7	19	1		
				ВНЗ	C ₁	1101	1,7	1863	0,24	0,49	0,817	0,799	143	0,101	14	96,7	14	1		
					C ₂	1511	1,1	1649	0,24	0,49	0,817	0,799	127	0,051	7	96,7	12	1		
					C ₂	331	2,9	970	0,24	0,49	0,817	0,799	74	0,053	4	96,7	7	0		
			II	ВНЗ	C ₂	401	1,6	629	0,24	0,49	0,817	0,799	48	0,051	2	96,7	5	0		
					<i>Всего</i>	B	673	3,4	2262					174		18		17	2	
			<i>Итого по Южному своду</i>				C ₁	5964	2,2	12901					990		103		96	10
							B+C ₁	6636	2,3	15163					1164		122		113	12
							C ₂	4062	1,4	5758					442		23		43	2
	B	2398					13,8	33131					3167		1422		306	116		
<i>Итого по горизонту Ю-0-16</i>				C ₁	6754	3,1	21096					1785		478		173	41			
				B+C ₁	9152	5,9	54227					4952		1900		479	157			
				C ₂	4387	1,7	7366					598		93		58	8			
				B	3519	11,7	41131					3956		1780		349	145			
				C ₁	11240	3,1	34955					3001		865		238	74			
				B+C ₁	14760	5,2	76087					6957		2645		587	220			
				C ₂	13568	2,1	29075					2380		302		154	27			
				B	339	13,1	4447	0,26	0,49	0,828	0,873	410	0,373	153	53,8	22	12			
Ю-0-2	Русло 3 (Северный свод)	В пределах контрактной территорий	I+II	ВНЗ	C ₁	794	8,6	6803	0,26	0,49	0,828	0,873	626	0,373	234	53,8	34	19		
					B+C ₁	1133	9,9	11250					1036		386		56	31		
					B	858	4,6	3923	0,24	0,50	0,828	0,873	340	0,201	68	53,8	18	7		
	Не русловый (Северный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	C ₁	3686	4,9	18151	0,24	0,50	0,828	0,873	1574	0,201	316	53,8	85	31		
					B+C ₁	4544	4,9	22074					1914		385		103	37		
					C ₂	1526	4,5	6805	0,24	0,50	0,828	0,873	590	0,101	60	53,8	32	6		
				ВНЗ	B	535	2,4	1310	0,24	0,50	0,828	0,873	114	0,193	22	53,8	6	2		
					C ₁	2103	3,8	8016	0,24	0,50	0,828	0,873	695	0,193	134	53,8	37	13		
					B+C ₁	2638	3,5	9326					809		156		44	15		
			II	ВНЗ	C ₂	3047	2,2	6720	0,24	0,50	0,828	0,873	583	0,097	57	53,8	31	6		
					C ₁	657	3,4	2243	0,24	0,50	0,828	0,873	195	0,193	38	53,8	11	4		
					C ₂	437	2,7	1164	0,24	0,50	0,828	0,873	101	0,097	10	53,8	5	1		
					<i>Всего</i>	B	1393	3,8	5234					454		90		24	9	
	<i>Итого по Северному своду</i>				C ₁	6446	4	28410					2464		488		133	48		
					B+C ₁	7839	4,3	33643					2918		578		157	56		
					C ₂	5010	2,9	14689					1274		126		69	12		
					B	1732	5,6	9681					864		243		47	21		
				C ₁	7240	4,9	35213					3090		722		166	67			
				B+C ₁	8972	5,0	44893					3954		965		213	88			
				C ₂	5010	2,9	14689					1274		126		69	12			
				B	288	20,5	5911	0,25	0,50	0,817	0,799	482	0,58	280	96,7	47	23			
Русло 3 (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	C ₁	3	8,4	26	0,25	0,50	0,817	0,799	2	0,58	1	96,7	0	0			
				B+C ₁	291	20,4	5938					484		281		47	23			
				ВНЗ	B	130	16,1	2093	0,25	0,50	0,817	0,799	171	0,575	98	96,7	17	8		
					C ₁	345	8,4	2900	0,25	0,50	0,817	0,799	237	0,575	136	96,7	23	11		
					B+C ₁	475	10,5	4993					408		235		39	19		

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19				
	Не русловый (Южный свод)	В пределах контрактной территорий		Всего	B	418	19,1	8004					653		378		63	31				
					C ₁	348	8,4	2926				239		138		23	11					
					B+C ₁	766	14,3	10930				892		515		86	42					
				ЧНЗ	B	1779	3,4	6080	0,24	0,50	0,817	0,799	476	0,151	72	96,7	46	7				
					C ₁	1684	3,5	5815	0,24	0,50	0,817	0,799	455	0,151	69	96,7	44	7				
					B+C ₁	3464	3,4	11895					931		141		90	14				
				ВНЗ	B	687	2,2	1505	0,24	0,50	0,817	0,799	118	0,113	13	96,7	11	1				
					C ₁	2543	2,8	7113	0,24	0,50	0,817	0,799	557	0,113	63	96,7	54	6				
					B+C ₁	3229	2,7	8617					675		76		65	7				
				Всего	C ₂	1675	2,2	3624	0,24	0,50	0,817	0,799	284	0,057	16	96,7	28	2				
					B	2466	3,1	7585					594		85		57	8				
					C ₁	4227	3,1	12927					1012		132		98	13				
				Итого по Южному своду					B+C ₁	6693	3,1	20512					1606		217		155	21
									C ₂	1946	2,4	4577					359		22		35	2
									B	2884	5,4	15588					1247		463		121	39
C ₁	4575	3,5	15853										1251		269		121	24				
Итого по горизонту Ю-0-2					B+C ₁	7459	4,2	31442					2498		732		242	63				
					C ₂	1946	2,4	4577					359		22		35	2				
					B	4616	5,5	25269					2111		706		167	60				
					C ₁	11815	4,3	51066					4341		991		287	91				
Ю-1а	Русло 5 (Северный свод)	В пределах контрактной территорий		ЧНЗ	B	1036	19,7	20421	0,26	0,55	0,828	0,873	2111	0,61	1288	53,8	114	105				
					C ₁	87	8,9	776	0,26	0,55	0,828	0,873	80	0,61	49	53,8	4	4				
					B+C ₁	1123	18,9	21197					2191		1337		118	109				
				Всего	C ₁	335	4,5	1513	0,26	0,55	0,828	0,873	156	0,604	94	53,8	8	8				
					B	1036	19,7	20421					2111		1288		114	105				
					C ₁	422	5,4	2289					236		143		12,7	12				
	Не русловый (Северный свод)	В пределах контрактной территорий			ЧНЗ	B+C ₁	1458	15,6	22710					2347		1431		126	116			
						C ₁	2718	4,0	10922	0,24	0,51	0,828	0,873	966	0,098	95	53,8	52	9			
						C ₂	1282	4,2	5363	0,24	0,51	0,828	0,873	474	0,049	23	53,8	26	2			
					ВНЗ	C ₁	616	2,7	1668	0,24	0,51	0,828	0,873	148	0,091	14	53,8	8	1			
						C ₂	2550	2,2	5658	0,24	0,51	0,828	0,873	501	0,046	23	53,8	27	2			
						C ₁	3334	3,8	12590					1114		108		60	11			
	Итого по Северному своду					C ₂	3832	2,9	11021					975		46		53	5			
						B	1036	19,7	20421					2111		1288		114	105			
						C ₁	3755	4,0	14879					1350		251		73	22			
B+C ₁						4791	7,4	35300					3461		1539		186	127				
Не русловый (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I (р-н скв.479)	ВНЗ	C ₂	3832	2,9	11021					975		46		53	5					
				C ₁	157	2,5	399	0,23	0,47	0,817	0,799	28	0,085	2	96,7	3	0					
				I (р-н скв.363,4 52)	ВНЗ	C ₁	438	2,1	939	0,23	0,47	0,817	0,799	66	0,085	6	96,7	6	1			
				I (р-н скв.447)	ВНЗ	C ₂	83	1,5	121	0,23	0,47	0,817	0,799	9	0,043	0	96,7	1	0			
				Итого по Южному своду					C ₁	595	2,25	1338					94		8		9	1
									C ₂	83	1,5	121					9		0		1	0
Итого по горизонту Ю-1а					B	1036	19,7	20421					2111		1288		114	105				
					C ₁	4350	6	16216					1444		259		82	23				
					B+C ₁	5386	26	36637					3555		1547		195	127				
					C ₂	3915	4	11142					984		47		53	5				

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Ю-1б	Не русловый (Северный свод)	В пределах контрактной территорий		ЧНЗ	C ₂	166	3,0	498	0,26	0,56	0,828	0,873	52	0,040	2	53,8	3	0	
				ВНЗ	C ₂	939	1,6	1543	0,26	0,56	0,828	0,873	162	0,039	6	53,8	9	1	
				<i>Всего</i>		C ₂	1105	1,8	2041					214		8		12	1
	Не русловый (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I (р-н скв.479)		ЧНЗ	C ₁	64	2,4	151	0,22	0,48	0,817	0,799	10	0,080	1	66,6	1	0
					ВНЗ	C ₁	224	2,4	548	0,22	0,48	0,817	0,799	38	0,078	3	66,6	3	0
					<i>Всего</i>		C ₁	288	2,4	699					48		4		4
			I (р-н скв.7,343)		ЧНЗ	C ₁	216	2,1	455	0,22	0,48	0,817	0,799	31	0,080	3	103,4	3	0
					ВНЗ	C ₁	641	2,4	1537	0,22	0,48	0,817	0,799	106	0,078	8	103,4	11	1
					<i>Всего</i>		C ₁	858	2,3	1992					137		11		14
	<i>Итого по Южному своду</i>		C ₁	1145,0	3,3	2691,2					185		15		18	1			
	<i>Итого по горизонту Ю-1б</i>				C ₁	1145	3	2691					185		15		18	1	
					C ₂	1105	2	2041					214		8		12	1	
<i>Итого по горизонту Ю-1</i>				B				20421					2111		1288		114	105	
				C ₁				18908					1629		274		100	24	
				B+C ₁				39329					3740		1562		213	129	
				C ₂				13183					1198		55		65	5	
Ю-11	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B		2520	5,6	14062	0,25	0,54	0,814	0,749	1157	0,415	480	124,7	144	51	
				C ₁		1182	3,3	3939	0,25	0,54	0,814	0,749	324	0,415	135	124,7	40	14	
				<i>B+C₁</i>			3702	4,9	18001					1481		615		184	65
			ВНЗ	B		2252	4,1	9256	0,25	0,54	0,814	0,749	762	0,412	314	124,7	95	33	
				C ₁		2927	3,2	9502	0,25	0,54	0,814	0,749	782	0,412	322	124,7	98	34	
				<i>B+C₁</i>			5179	3,6	18758					1544		636		193	67
	<i>Итого по горизонту Ю-11</i>				B		4772	4,9	23318					1919		794		239	84
					C ₁		4109	3,3	13441					1106		457		138	48
				B+C ₁		8881	4,1	36759					3025		1251		377	132	
Ю-11а	В пределах контрактной территорий		ЧНЗ	B		13317	4,6	61323	0,15	0,61	0,813	0,729	3326	0,590	1962	146,6	488	324	
				C ₁		10689	3,8	40841	0,15	0,61	0,813	0,729	2215	0,590	1307	146,6	325	216	
				<i>B+C₁</i>			24006	4,3	102164					5541		3269		813	540
				C ₂		5280	1,5	8155	0,15	0,61	0,813	0,729	442	0,295	130	146,6	65	22	
			ВНЗ	C ₁		979	4,6	4458	0,15	0,61	0,813	0,729	242	0,586	142	146,6	35	23	
				C ₂		64	1,0	64	0,15	0,61	0,813	0,729	3	0,293	1	146,6	0	0	
				<i>B</i>			13317	4,6	61323					3326		1962		488	324
				<i>C₁</i>			11668	4	45299					2457		1449		360	239
	<i>Итого по Ю-11а</i>				B+C ₁		24985	4	106622					5783		3411		848	563
					C ₂		5344	2	8219					445		131		65	22
За пределами контрактной территорий			ЧНЗ	C ₂		2169	1	2169	0,15	0,61	0,813	0,729	118	0,295	35	146,6	17	6	
			ВНЗ	C ₂		395	1	395	0,15	0,61	0,813	0,729	21	0,293	6	146,6	3	1	
<i>Итого по Ю-11а</i>				B		13317	4,6	61323					3326		1962		488	324	
				C ₁		11668	3,9	45299					2457		1449		360	239	
				B+C ₁		24985	4,3	106622					5783		3411		848	563	
				C ₂		7908	1,4	10783					584		172		85	28	
Ю-111	В пределах контрактной территорий		ЧНЗ	B		35391	9,0	316904	0,26	0,84	0,813	0,729	41020	0,852	34949	146,6	6014	5769	
				C ₁		667	1,7	1151	0,26	0,84	0,813	0,729	149	0,852	127	146,6	22	21	
				<i>B+C₁</i>			36058	8,8	318055					41169		35076		6036	5790
				C ₂		923	1,0	923	0,26	0,84	0,813	0,729	119	0,426	51	146,6	17	8	
				<i>B</i>			3747	5,7	21411	0,26	0,84	0,813	0,729	2772	0,848	2351	146,6	406	388
			ВНЗ	C ₁		469	1,2	577	0,26	0,84	0,813	0,729	75	0,848	64	146,6	11	11	
				<i>B+C₁</i>			4216	5,2	21988					2847		2414		417	399
				C ₂		152	1,0	153	0,26	0,84	0,813	0,729	20	0,424	9	146,6	3	1	
				<i>B</i>			39138	8,6	338315	0,26	0,84	0,813	0,729	43792		37300		6420	6157
				<i>C₁</i>			1136	1,5	1728					224		191		33	31
	<i>Итого по Ю-111</i>				B+C ₁		40274	8,4	340043					44016		37490		6453	6188
					C ₂		1075	1,0	1076					139		59		20	16
	За пределами контрактной территорий			ЧНЗ	C ₂		135	1,0	135	0,26	0,84	0,813	0,729	17	0,426	7	146,6	2	1
					ВНЗ	B		123	1,6	195	0,26	0,84	0,813	0,729	25	0,848	21	146,6	4
C ₂							591	1,0	591	0,26	0,84	0,813	0,729	76	0,424	32	146,6	11	5
<i>B</i>					123	1,6	195					25		21		4	4		
<i>C₂</i>					726	1,0	726					93		39		13	7		

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19				
Итого по Ю-III					B	39260	8,6	338510					43817		37321		6424	6160				
					C₁	1136	1,5	1728									224		191		33	31
					B+C₁	40396	8,4	340238									44041		37511		6457	6192
					C₂	1801	1,0	1802									232		99		33	23
Итого по горизонту Ю-III					B			399833					47143		39283		6912	6484				
					C₁			47027								2681		1639		393	271	
					B+C₁			446861								49824		40922		7305	6755	
					C₂			12585								816		271		118	51	
Ю-IV	Северный свод (район скв. №12)	В пределах контрактной территории		ВНЗ	C ₁	365	2,7	974	0,18	0,56	0,813	0,729	58	0,343	20	146,6	9	3				
	Южный свод (район скв. №286)			ВНЗ	C ₂	178	1,0	178	0,18	0,56	0,813	0,729	11	0,172	2	146,6	2	0				
	Южный свод (район скв. №257)			ВНЗ	C ₁	251	3,5	873	0,18	0,56	0,813	0,729	52	0,343	18	146,6	8	3				
Итого по горизонту Ю-IV					C₁	616	3,0	1847					110		38		17	6				
					C₂	178	1,0	178									11		2		2	0
PZ	В пределах контрактной территорий			район скв. 18	C ₁	273	4,2	1150	0,11	0,60	0,813	0,729	45	0,123	6	146,6	7	1				
				район скв. 9 и 208	C ₁	276	11,9	3274	0,11	0,60	0,813	0,729	128	0,123	16	146,6	19	2				
					C ₂	221	9,1	2008	0,11	0,60	0,813	0,729	79	0,0615	5	146,6	12	1				
				Итого	C₁	549	8,1	4424					173		21		26	3				
				C₂	221	9,1	2008						79		5		12	1				
Итого по месторождению					B			687708					68596		46709		8240	7017				
					C₁			307450								21848		6541		1534	628	
					B+C₁			995158								90444		53250		9775	7646	
					C₂			79171								6309		754		434	88	
В пределах контрактной территории (забалансовые запасы)					C₂			2682					205		27		15	3				
					B			552								46		26		5	4	
За пределами контрактной территории					C₁			156					9		2		0	0				
					B+C₁			708								55		29		5	4	
					C₂			3290								232		80		33	13	
Всего					B			688260					68642		46735		8245	7021				
					C₁			307607								21857		6544		1534	629	
					B+C₁			995866								90499		53279		9780	7650	
					C₂			82461								6541		834		467	102	

Таблица 2.5.2 - Сводная таблица запасов газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 02.01.2021г

Горизонт	Сегмент	Блок	Зона	Категория	Площадь газоносности, тыс.м ²	Газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент, д.е.		Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Переводной коэффициент	Начальные геологические запасы газа, млн.м ³	КИГ	Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м ³	Доля сухого газа, д.е	Начальные запасы сухого газа, млн.м ³		Потенц.содержан. стабильного конденсата, г/м ³	Начальн.баланс.запасы конденсата, тыс.т	КИК	Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс.т
								открытой пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	начальное	конечное							геологические	извлекаемые				
М-1	Северный свод	I	район скв. №308	C ₂	198	0,4	79	0,15	0,46	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	0	0,900	0	0,962	0	0	156	0,0	0,75	0,0
		II	район скв. №349	C ₂	250	0,5	125	0,15	0,46	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	1	0,900	0,9	0,962	1	1	156	0,2	0,75	0,1
		<i>всего</i>		C ₂		448		204									1		0,9		1	1		0,2	
	Южный свод	I	р-н скв.353	C ₂	852	0,4	383	0,16	0,51	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	5	0,900	4,5	0,962	5	4	156	0,8	0,75	0,6
			р-н скв.515,363	C1	435	1,0	437	0,16	0,51	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	6	0,900	5,4	0,962	6	5	156	0,9	0,75	0,7
				C ₂	926	0,6	569	0,16	0,51	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	8	0,900	7,2	0,962	8	7	156	1,2	0,75	0,9
			р-н скв.507,226	C ₂	3219	1,2	3909	0,16	0,51	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	52	0,900	46,8	0,962	50	45	156	7,8	0,75	5,9
			р-н скв.247,447	C1	494	1,4	675	0,16	0,51	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	9	0,900	8,1	0,962	9	8	156	1,4	0,75	1,0
				C ₂	3504	1,2	4082	0,16	0,51	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	55	0,900	49,5	0,962	53	48	156	8,3	0,75	6,2
		II	р-н скв.271	C ₂	438	0,5	219	0,16	0,51	15,57	0,113	1,250	1	0,852	9,87	3	0,900	2,7	0,962	3	3	156	0,5	0,75	0,3
		<i>всего</i>		C1		929	1,2	1112									15		14		14	13		2	
			C ₂		8939	1,0	9162									123		111		118	106		18		14
	Итого по горизонту М-1				C1	929	1,2	1112								15		14		14	13		2		2
				C ₂	9387	1,0	9366								124		112		119	107		19		14	
Всего по месторождению				C1	929	1,2	1112								15		14		14	13		2		2	
				C ₂	9387	1,0	9366								124		112		119	107		19		14	

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

3.1 Анализ гидродинамических исследований и энергетического состояния залежей

Анализ гидродинамических исследований скважин

Анализ гидродинамических исследований скважин был выполнен на основе данных, предоставленных компанией ТОО «СП «Казгермунай». Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проведены и интерпретированы компанией ТОО «Алстрон». Интерпретация данных проводилась с помощью специализированного программного продукта «PanSystem».

Замеры давления и температуры при исследовании методом неустановившихся режимов, а именно КВД, КПД производились глубинными манометрами «PPS-25», при исследовании методами КВУ, КПУ динамические и статические уровни определялись уровнемерами «СУДОС-автомат 2», «СУДОС-автомат».

На 01.01.2023г на месторождении проведены гидродинамические исследования различных методов, включающий:

- Исследования методом неустановившихся режимов (КВД, КВУ, КПД);
- Исследования методом установившихся отборов (МУО);
- Исследования скважин в открытом стволе;
- On-line мониторинг.

Результаты исследований имеются по всем эксплуатационным объектам. Распределение количеств проведенных гидродинамических исследований по объектам с начала разработки приведены в таблице 3.1.1. Как видно из таблицы, исследования проводились преимущественно на I и III объектах, на которые приходятся максимальное количество добываемой продукции на месторождении. Всего с начала разработки проведено 1636 исследований.

Объект

Всего с начала разработки по скважинам объекта проведено 367 гидродинамических исследований, из них 57 исследований МУО, 195 исследований КВУ, 34 исследования КПД, 58 исследований КВД и 17 исследований КПУ.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,12 до $5244,87 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, в среднем составляя $222,9 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Среднее значение пьезопроводности составляет $0,63 \text{ м}^2/\text{с}$, изменяясь в интервале от 0,0002 до $23,7 \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,00007 до $32 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя $0,8 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале

1,16-504 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 36,3 м³/(сут*МПа).

Таблица 3.1.1 Количество исследований по объектам с начала разработки

Вид исследования	Объекты						
	I	II	III	IV	V	VI	В целом
КВД	58	33	519	4	11	-	624
КВУ	195	47	36	35	10	-	323
КПД	34	30	201	1	31	-	297
КПУ	17	5	-	-	-	-	22
МУО	57	35	234	2	5	-	333
Гидропрослушивание	-	2	3	-	1	-	6
Online мониторинг/КВД	-	-	41	-	4	-	45
Online мониторинг/МУО	-	-	1	-	-	-	1
ГДИС в открытом стволе	6	2	5	5	-	1	19
Всего:	367	154	1039	47	62	1	1669

Таблица 3.1.2 Количество исследований по объектам проведенные в период реализации ПР-2021г

Вид исследования	Объекты						
	I	II	III	IV	V	VI	В целом
КВД	-	1	19	-	1	-	21
КВУ	32	5	11	4	-	-	52
КПД	10	8	31	-	10	-	59
Всего:	42	14	61	4	11	-	132

II объект

С начала разработки по скважинам объекта проведено 154 гидродинамических исследований, из них 35 исследований МУО, 47 исследований КВУ, 30 исследований КПД, 35 исследований КВД и 5 исследований КПУ.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 5,72 до 1303,3*10⁻³мкм², в среднем составляя **177,9*10⁻³мкм²**. Среднее значение пьезопроводности составляет **0,43 м²/с**, изменяясь в интервале от 0,00045 до 172 м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,0002 до 22,9 мкм²*м/мПа*с, в среднем составляя **1,91 мкм²*м/мПа*с**.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 0,04-482,3 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 98,41 м³/(сут*МПа).

III объект

Всего с начала разработки по скважинам объекта проведено 1039 гидродинамических исследования, из них 234 исследования МУО, 36 исследований КВУ, 201 исследования КПД, 519 исследований КВД.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,1 до 28741,0*10⁻³мкм², в среднем составляя **3890,8*10⁻³мкм²**. Среднее значение

пьезопроводности составляет **8,97** м²/с, изменяясь в интервале от 0,01 до 172 м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,00063 до 486,8 мкм²*м/мПа*с, в среднем составляя **57,53** мкм²*м/мПа*с.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 2,92-19275,9 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 1445 м³/(сут*МПа).

IV объект

Всего с начала разработки по скважинам объекта проведено 47 гидродинамических исследования, из них 2 исследования МУО, 35 исследований КВУ, 1 исследование КПД, 4 исследования КВД.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,07 до 73,38*10⁻³мкм², в среднем составляя **11,5*10⁻³мкм²**. Среднее значение пьезопроводности составляет **0,05** м²/с, изменяясь в интервале от 0,0038 до 0,75 м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,00001 до 0,4 мкм²*м/мПа*с, в среднем составляя **0,07** мкм²*м/мПа*с.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 0,25-33,9 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 6,03 м³/(сут*МПа).

V объект

Всего с начала разработки по скважинам объекта проведено 62 гидродинамических исследования, из них 5 исследований МУО, 10 - КВУ, 31 - КПД, 11 исследований КВД.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 1,08 до 4818,3*10⁻³мкм², в среднем составляя **225*10⁻³мкм²**. Среднее значение пьезопроводности составляет **0,81** м²/с, изменяясь в интервале от 0,00102 до 5,65 м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,00061 до 15,5 мкм²*м/мПа*с, в среднем составляя **1,14** мкм²*м/мПа*с.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 1,08-753,0 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 134,35 м³/(сут*МПа).

Таблица 3.1.3 Результаты гидродинамических исследований скважин по объектам разработки

Наименование	На дату проекта			
	Количество, ед.		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект				
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	65	270	1,16-504	36,30
Удельная продуктивность, м ³ /(м*сут*МПа)	65	268	0,12-77,54	4,89
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м ³ /МПа*с	98	346	0,00007-32	0,81
Пьезопроводность, м ² /с	94	308	0,0002-23,7	0,63
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	110	344	0,12-5244,9	222,85
II объект				
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	19	108	0,04-482,3	98,41
Удельная продуктивность, м ³ /(м*сут*МПа)	19	108	0,01-80,68	7,75
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м ³ /МПа*с	30	136	0,0002-22,9	1,91
Пьезопроводность, м ² /с	29	120	0,00045-172	0,43

Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	30	136	5,72-1303,29	177,9
III объект				
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	65	606	0-19275,9	1445,40
Удельная продуктивность, м ³ /(м*сут*МПа)	65	597	0,29-2674,38	195,57
Гидропроводность, 10^{-3} *м ³ /МПа*с	100	891	0-486,8	57,53
Пьезопроводность, м ² /с	99	871	0-172	8,97
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	100	886	0,04-28741	3890,8
IV объект				
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	17	36	0-33,9	6,03
Удельная продуктивность, м ³ /(м*сут*МПа)	17	35	0,04-3,39	0,76
Гидропроводность, 10^{-3} *м ³ /МПа*с	22	44	0-0,4	0,07
Пьезопроводность, м ² /с	17	35	0,0038-0,75	0,05
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	24	42	0,07-73,38	11,5
V объект				
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	8	28	1,08-753	134,35
Удельная продуктивность, м ³ /(м*сут*МПа)	8	28	0,31-136,91	17,74
Гидропроводность, 10^{-3} *м ³ /МПа*с	15	61	0-15,5	1,14
Пьезопроводность, м ² /с	16	61	0,00102-5,65	0,81
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	16	61	1,39-4818,3	300,3

Характеристика энергетического состояния месторождения

Термобарические условия залежей

Разрез продуктивной части месторождения характеризуется значениями пластовых давлений от 16,1 до 19,3 МПа для отложений мела и от 17,4 до 20,4 МПа для отложений юры. На рисунке 3.3.1 приведен график зависимости пластовых давлений от глубины. Вертикальный градиент давления, определённый графическим путём, составляет для данного разреза 0,011 МПа/м.

Разрез месторождения характеризуется значениями температур от 27,1оС для турон-сенонских отложений до 85,8оС для отложений фундамента. Геотермический градиент, определённый графическим путём, составляет для данного разреза 3,3оС/100 м, геотермическая ступень – 30,3 м/оС. Для меловых отложений величины пластовых температур варьируют от 67 до 74оС. Для юрского разреза характерен интервал температур от 70 до 85оС.

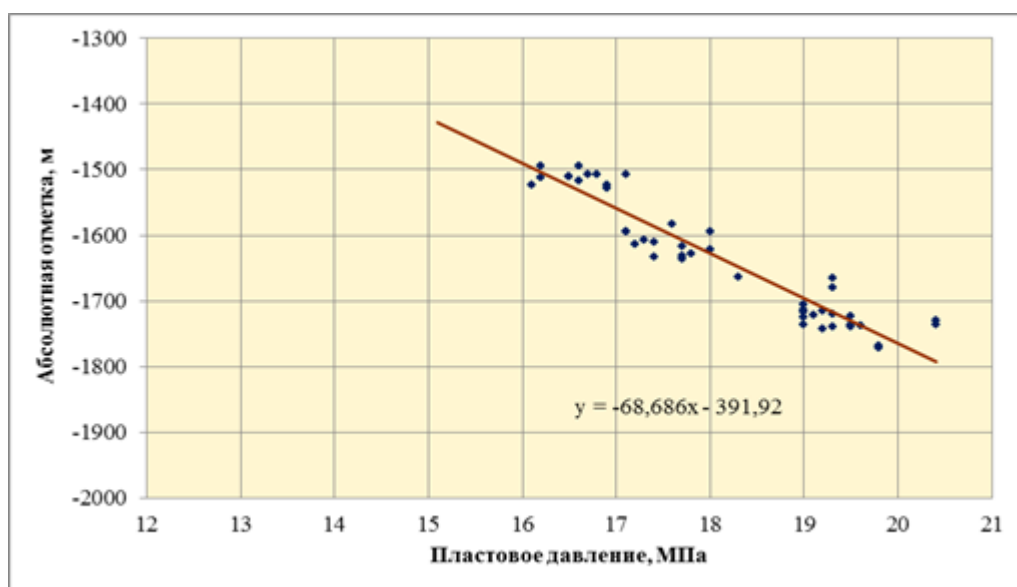


Рис.3.1.1 График зависимости пластового давления от глубины

Оценка энергетического состояния осуществлена с использованием всех замеров пластового давления в добывающих и нагнетательных скважинах, с использованием прямых замеров пластового давления в скважинах и давлений, полученных расчетным путем по МУО, КВД, КВУ, КПД и исследовании системы On-line мониторинга.

Для характеристики энергетического состояния построены карты изобар по состоянию на 01.01.2023г (граф.прил.№33-37). Также для сравнения показаны динамики пластовых давлений и добычи по всем эксплуатируемым объектам. Пластовые давления рассчитывались на условную отметку ВНК для каждого эксплуатационного объекта.

I объект (М-II). Данный объект состоит из двух сводов мелового горизонта, которые между собой не имеют гидродинамической связи.

Динамика пластового давления по I объекту показана на рисунке 3.1.2 по южному своду и на рисунке 3.1.3 по северному своду.

Южный свод

На дату отчета пластовое давление определено по 28 скважинам. Текущее пластовое давление изменяется от 7,3 до 17 МПа, составляя в среднем 12,3 МПа.

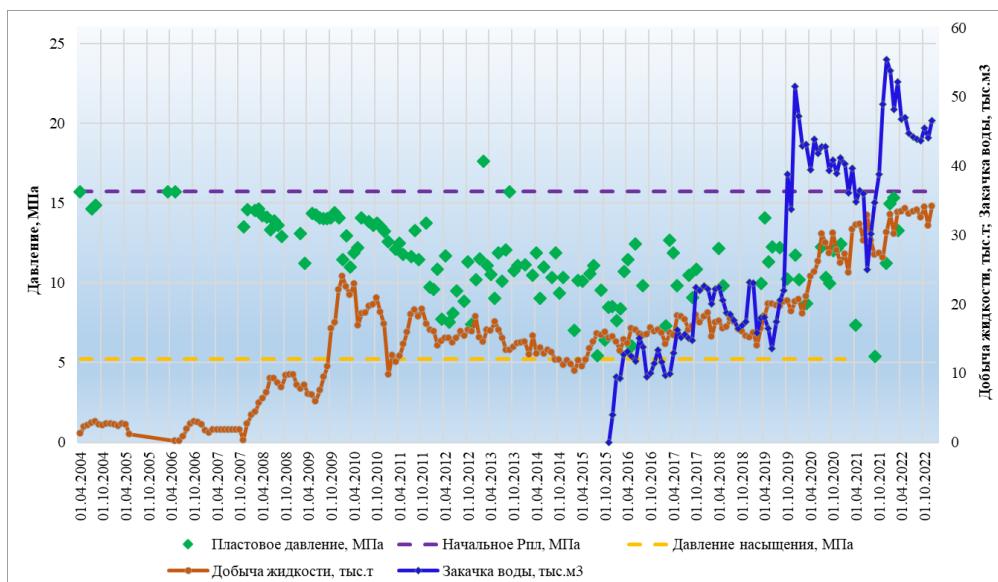


Рис. 3.1.2 - Динамика пластового давления по I объекту. Южный свод

Северный Свод

Начальное пластовое давление составляет 16,9 МПа.

Текущее пластовое давление, замеренное в зонах отбора по 26 скважинам, изменяется в интервале от 10,5 до 18,7 МПа, в среднем составляя 14,4 МПа.

Активность законтурной воды проявляется там, где добывающие скважины обладают более интенсивно высокой гидропроводностью и пластовое давление относительно выше, таким скважинам можно отнести скважины №№215, 216, 254, 237 и 238.

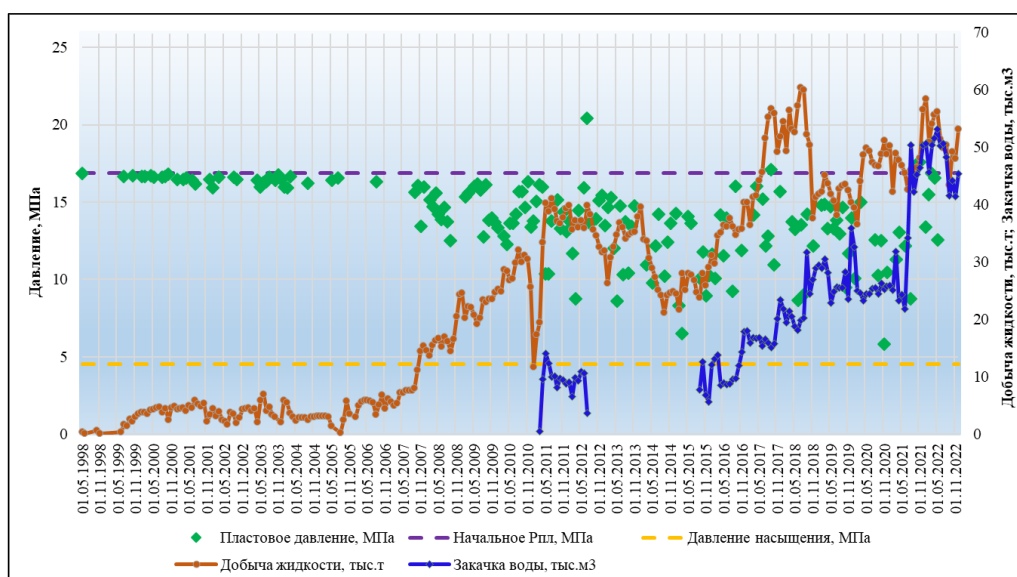


Рис. 3.1.3 - Динамика пластового давления по I объекту. Северный свод

По II объекту в совместной разработке находятся продуктивные горизонты Ю-0-1б, Ю-0-2, и Ю-1, к которым приурочены русловые отложения, каждое русло отличается друг от друга гидродинамическими параметрами и имеют хорошие фильтрационные свойства.

Приведенное начальное пластовое давление по II объекту составляет 17,2 МПа, соответственно на северном своде 17,5 МПа, на южном своде – 17,2 МПа.

На рисунке 3.1.4-3.1.7 показана динамика пластового давления по русловым отложениям.

На горизонте Ю-0-16 эксплуатируются 4 добывающих скважин и 2 нагнетательные. На Южном своде русла 4 текущее пластовое давление замерялось в 3-х скважинах и составило 20,3 МПа.

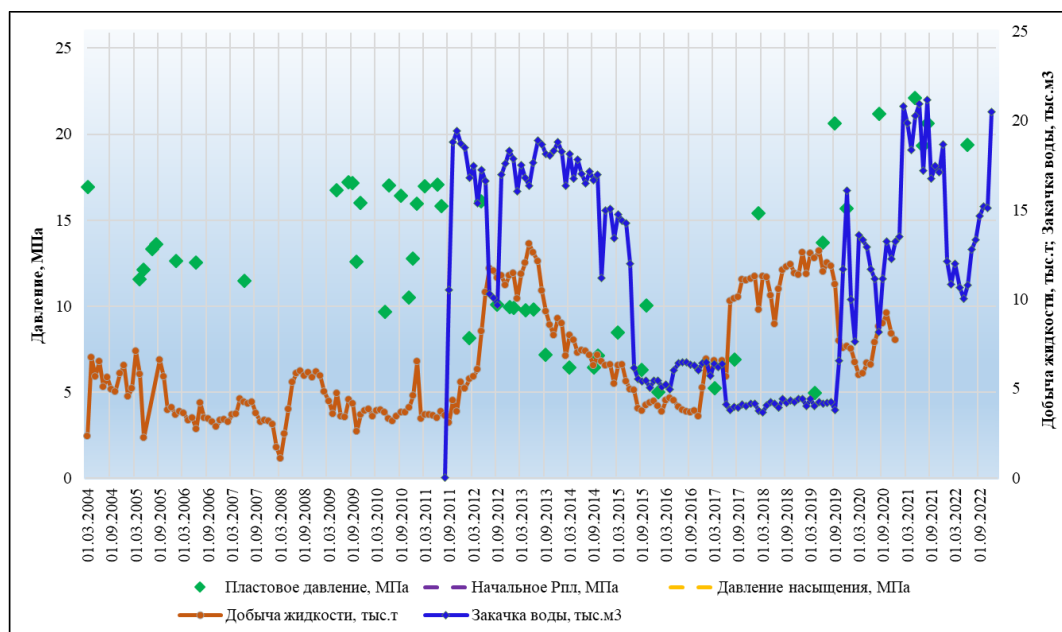


Рис. 3.1.4 - Динамика пластового давления по русловым отложениям объекта II (русло 4)

На Южном своде русла 2 текущее пластовое давление замерялось в нагнетательной скважине 400 и составило 19,2 МПа.

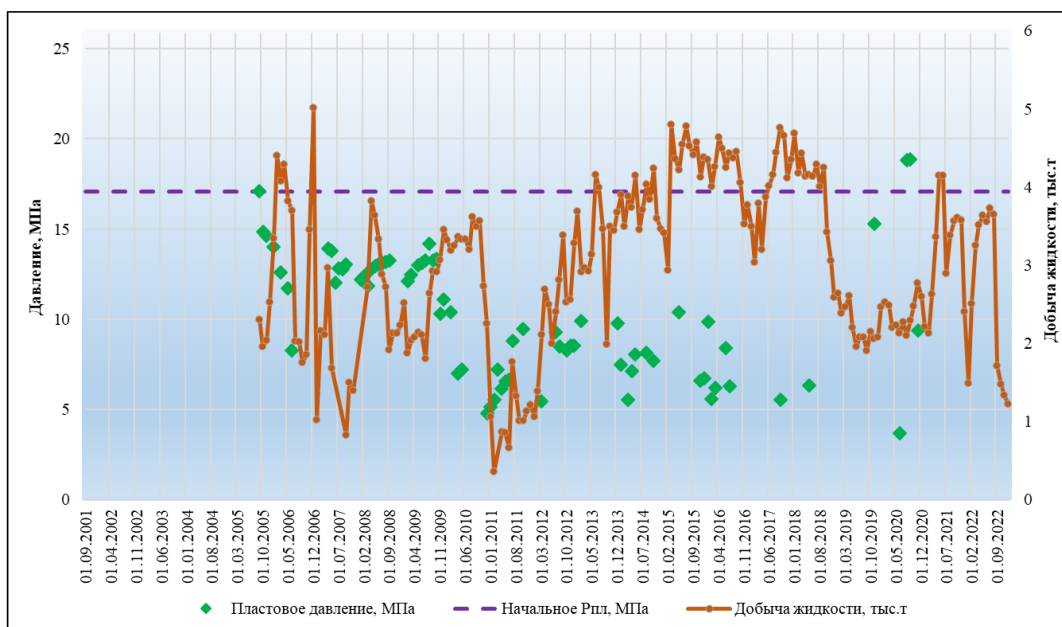


Рис. 3.1.5 - Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 2, Северный свод)

На горизонте Ю-0-2 (русло 3) всего в эксплуатации находились 3 добывающие скважины №№7, 13, 421. На дату отчета русло 3 разрабатывается 2 добывающими

скважинами №№7 и 13. Согласно проведенным замерам по 2-м добывающим скважинам в 2022г значение пластового давления составляло 14,5 МПа.

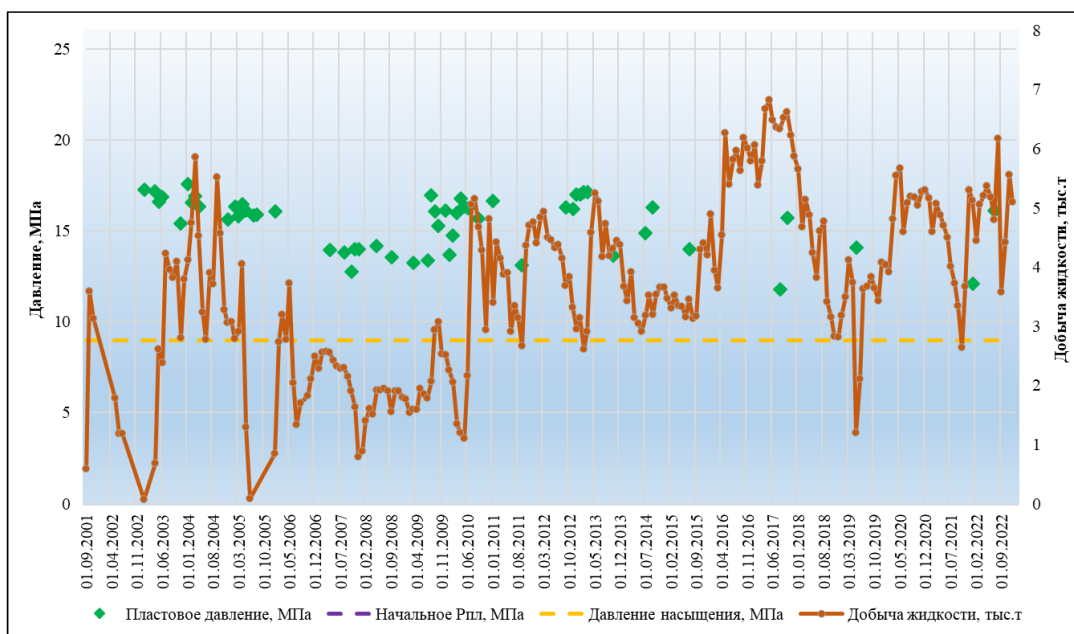


Рис. 3.1.6 - Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 3)

По горизонту Ю-I (русло 5) начальное пластовое давление принято на уровне 17,9 МПа. Текущее пластовое давление определено по результатам 3 замеров за последний год по скважинам №№202,296, среднее значение которых составляет 14,9 МПа.

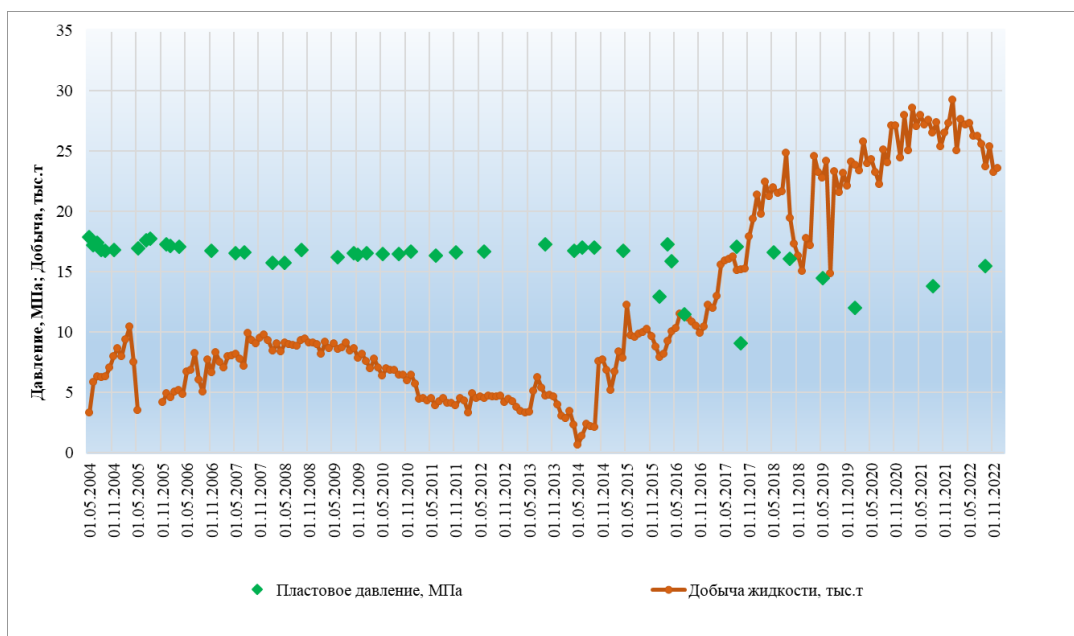


Рис. 3.1.7 - Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 5)

По III объекту в добывающем фонде числятся 39 скважин, в нагнетательном фонде 11 скважин, в наблюдательном фонде 3 скважины. Значение текущего пластового давления определено по 22 добывающим, 6 наблюдательным и 11 нагнетательным скважинам. Приведенное начальное пластовое давление составляет 18,9 МПа, давления насыщения нефти 14,9 МПа.

В районах отбора текущее пластовое давление изменяется в интервале от 9,5 до 18,7 МПа, составляя в среднем 14,3 МПа. В районе нагнетательных скважин составляет в среднем 15,4 МПа, интервал изменения 12,8-18,7 МПа. Среднее текущее пластовое давление - 14,8 МПа.

На рисунке 3.3.8 представлена динамика пластового давления в целом по III объекту.

Как видно из карты изобар, область пониженных пластовых давлений приурочена к зоне расположения эксплуатационных скважин №№335, 455. Образование депрессионной воронки в районе скважины №335 объясняется, расположением данных скважин в западной части залежи вблизи контура выклинивания, вследствие чего затрудняется распространение энергии равномерно по всей залежи. К тому же из-за недостатка активности законтурной области не происходит дополнительная подпитка. Снижение давления в районе скважины №355 связано с тем, что скважина эксплуатирует карбонатную толщину юрского горизонта (Ю-IIIa) с иными фильтрационными свойствами.

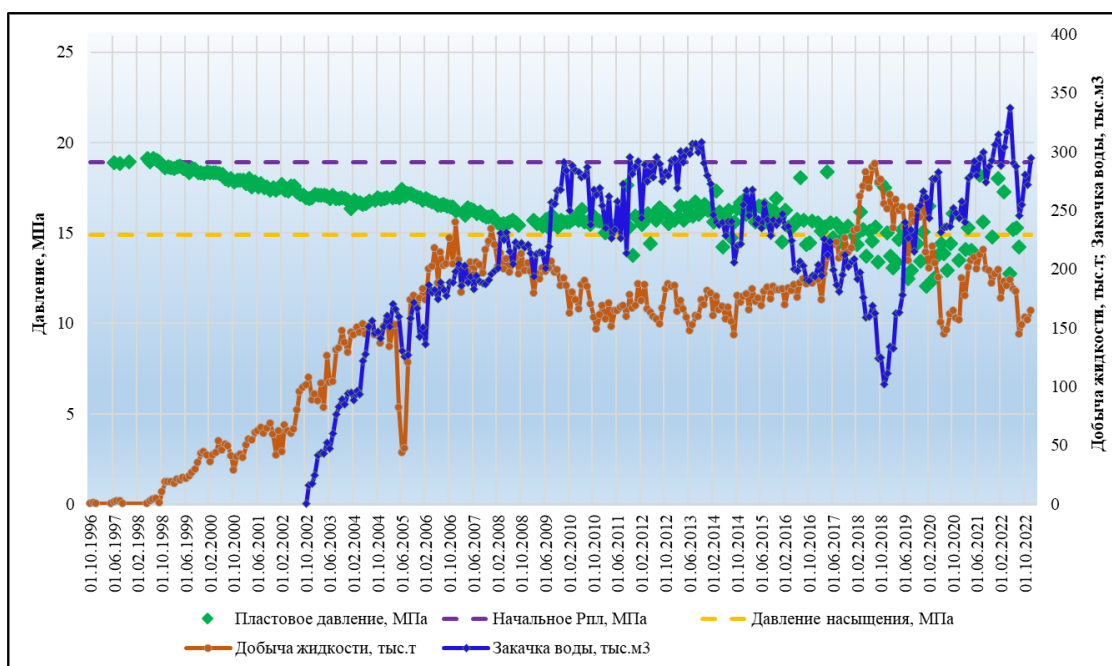


Рис. 3.1.8 - Динамика пластового давления по III объекту

К IV объекту приурочены нерусловые зоны горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2, Ю-1. Начальное пластовое давление по объекту составляет 17,6 МПа.

В фонде IV объекта числится 22 добывающие и 3 нагнетательные скважины.

Значения текущего пластового давления северного свода определена по 5 скважинам и составляет 12,7 МПа, интервал изменения от 11,6 до 13,4 МПа.

Значения текущего пластового давления южного свода определена по 4 скважинам и составляет 11,7 МПа, интервал изменения от 10,4 до 13,4 МПа.

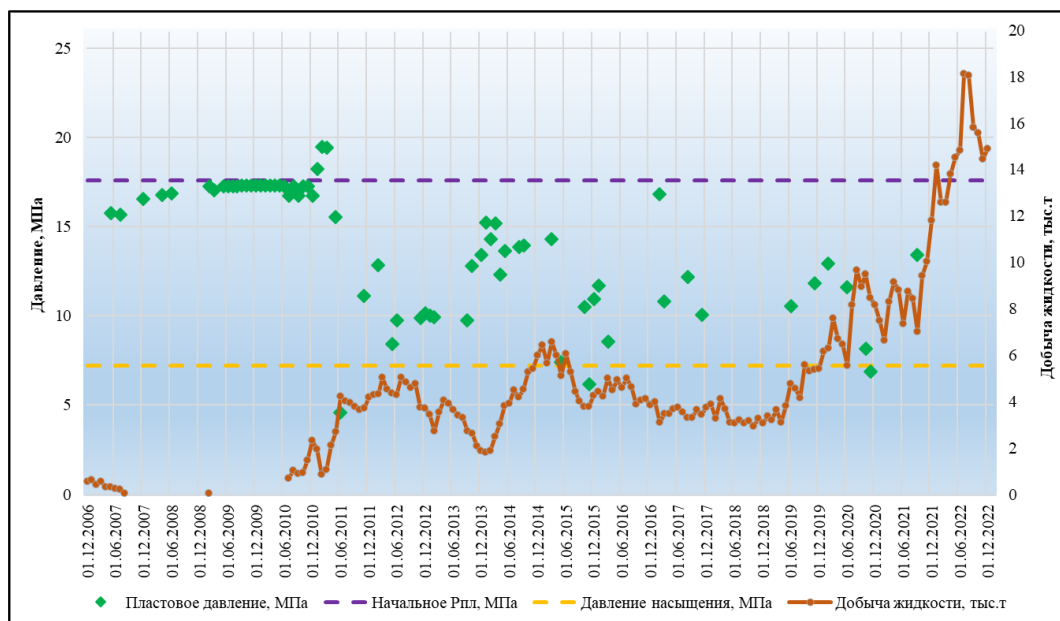


Рис. 3.1.9 - Динамика пластового давления по IV объекту. Северный свод

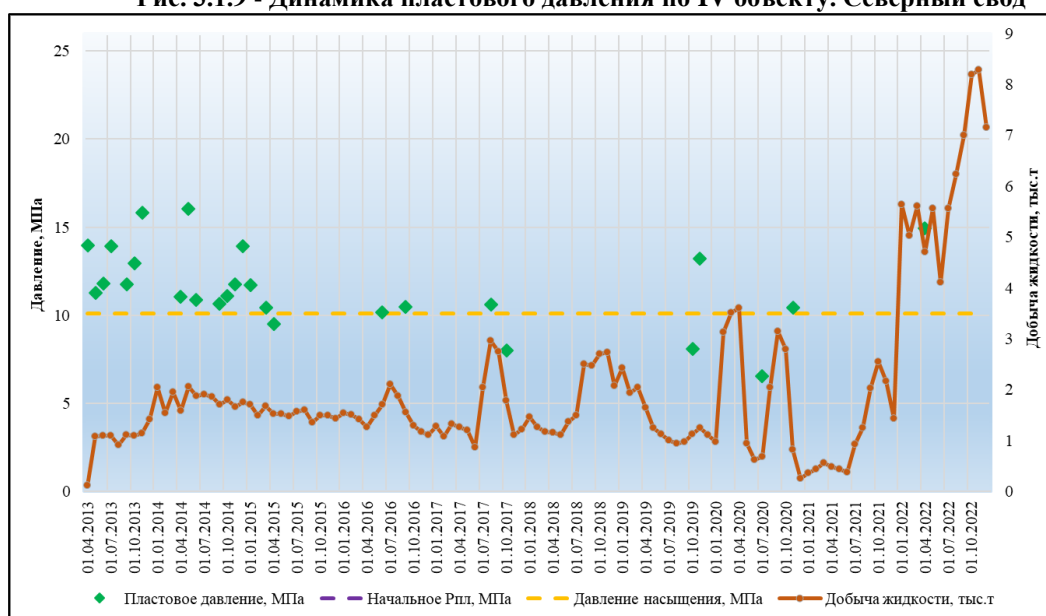


Рис. 3.1.10 - Динамика пластового давления по IV объекту. Южный свод

V объект

Начальное пластовое давление принято на уровне 17,4 МПа. На дату составления отчета добывающий фонд скважин составляет 6 ед., действующий нагнетательный – 3 ед.

Значения текущего пластового давления изменяется в интервале от 14,6 до 18,6 МПа, составляя в среднем 17,3 МПа.

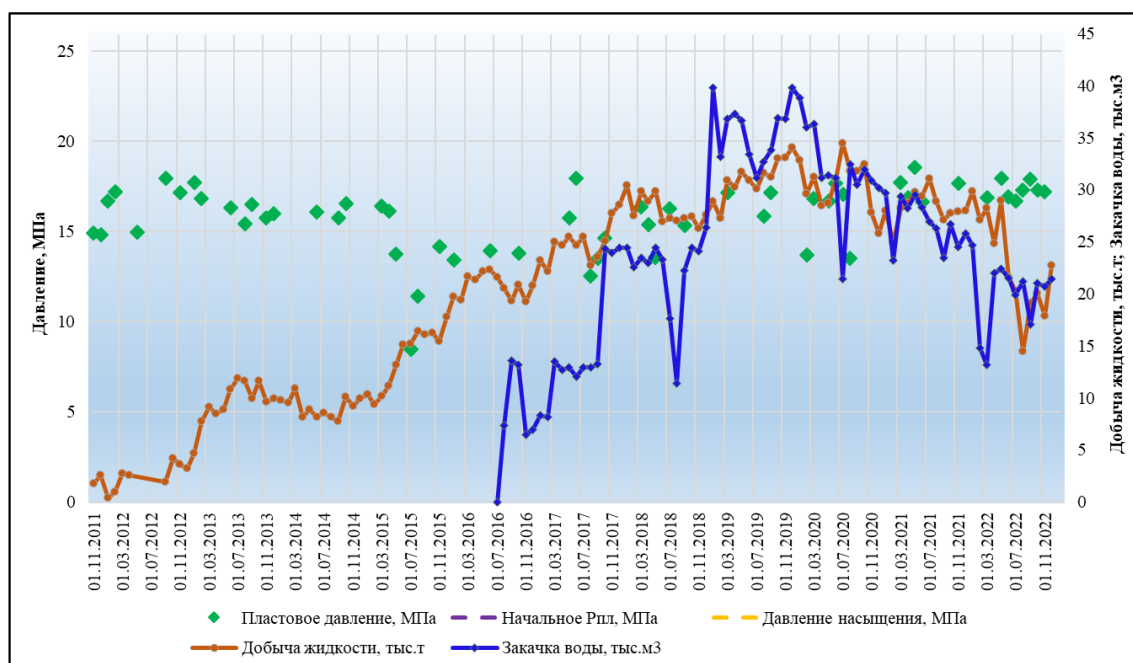


Рис. 3.1.11 - Динамика пластового давления по V объекту

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

Промышленная разработка месторождения началась в 2005г.

Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный ЦКРР РК в 2021 году (Протокол ЦКРР №23/6 от 24 февраля 2022г.).

Согласно действующему проектному документу выделены выделены 3 основных и 4 возвратных объекта:

- I эксплуатационный объект – горизонты М-II-1, М-II-2;
- II эксплуатационный объект – русловые отложения горизонтов Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-I;
- III эксплуатационный объект – горизонты Ю-IIIа и Ю-III;
- IV эксплуатационный объект (возвратный) – нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-I;
- V эксплуатационный объект (возвратный) – горизонт Ю-II;
- VI объект (возвратный) – горизонт Ю-IV;
- VII объект (возвратный) – палеозойское отложение Pz (фундамент).

Согласно утвержденному «Проекту разработки ...» на месторождении реализуется второй вариант разработки, предусматривающий внедрение и расширение системы ППД и реализация программы ГТМ, дополнительные прострелы и перевод добывающих скважин между объектами разработки с целью оптимизации фонда пробуренных скважин. Также

предусматривается бурение добывающих скважин на I и IV объекты и углубление существующих добывающих скважин.

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

Характеристика фонда скважин по объектам разработки и категориям по состоянию на 01.01.2023г представлена в таблице 3.2.1.

В целом по месторождению пробурено 209 скважин, в действующем добывающем фонде числятся 131 скважина, 9 скважин в простое.

Преобладающим способом эксплуатации на 01.01.2023г на месторождении является механизированный способ эксплуатации при помощи ЭЦН. В целом на месторождении фонтанным способом эксплуатируются 11 скважины, все остальные 129 скважин оборудованы ШГН.

В нагнетательном фонде числятся 42 скважин. В консервации находится 2 скважины, в наблюдательном фонде 16 ед., в ликвидированном 7 ед.

Отбор воды для технических нужд системы ППД на месторождении осуществляется из 11 водозаборных скважин BW-2, BW-3, BW-4, BW-7, BW-10, BW-11, BW-12, BW-15, BW-19, BW-1Е, BW-5Д. Скважины TW-2Д, TW-3Д, TW-3Д-1 подключены к эксплуатации для хозяйственно - бытовых нужд и находятся в эксплуатации.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по объектам и месторождению в целом на 01.01.2023г

Фонд	Категория	Всего	I объект		II объект		III объект		IV объект		V объект	
			№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО
1. Эксплуатационный фонд добывающих скважин	Действующие	140		60		13		39		22		6
	из них фонтанные	11	-	-	-	-	291, 316, 361, 365, 366, 436, 459, 295, 444, 447	10	-	488	1	
	ЭЦН	129	211, 215, 224, 244, 251, 254, 292, 306, 344, 351, 416, 443, 453, 484, 502, 419, 428, 437, 438, 466, 478, 415, 203, 212, 213, 219, 222, 223, 226, 229, 236, 237, 238, 246, 283, 288, 289, 298, 330, 345, 348, 356, 425, 426, 427, 430, 458, 461, 462, 464, 479, 503, 504	60	258, 202, 210, 227, 287, 296, 204, 208, 257, 281, 476, 07	13	255, 262, 310, 346, 350, 358, 414, 439, 442, 486, 501, 297, 349, 455, 354, 474, 205, 335, 357, 364, 500, 290, 30, 334, 452, 22, 363, 420, 445	29	201, 230, 245, 261, 312, 359, 413, 422, 216, 218, 481	20	248, 282, 284, 285, 294	5
	в работе	131		53		13		39		20		6
	в простое	9	228, 441, 463, 483	7		-		-	12, 492	2		-
	Всего	140		60		13		39		22		6
2. Фонд в консервации	Всего	2	18	1	259, 449	2		-	353	1		
3. Фонд наблюдательных скважин	Всего	16	457, 472, 29, 253, 352, 421, 470,	7			450, 451, 454	3	293, 307, 506, 423	4		
4. Фонд ликвидированных скважин	Всего	7	01, 11, 14, 26, 1	6	209	1		-				
Итого пробуренный фонд	Всего	165		74		16		42		27		6

Продолжение таблицы 3.2.1

Фонд	Всего	I объект	I объект + II объект	I объект + IV объект	II объект	III объект	V объект
1. Нагнетательный фонд	42	№	21	№	1	№	3
Действующий фонд	42		21		1		3
в работе	41	217, 220, 225, 24, 240, 299, 347, 467, 509, 514, 214, 221, 241, 247, 249, 250, 508, 511, 512, 515, 517	21	424	1	510, 513, 516	3
в простое	1						
2. Наблюдательный фонд	1						9
3. Ликвидированные	1					321	1
Итого нагнетательный фонд	44		21		1		3

I объект

В эксплуатационном фонде числятся 60 скважин, из которых все скважины в действии. В целом все скважины данного объекта эксплуатируются механизированными способами.

В наблюдательном фонде числятся 7 скважин - №№457,472,29,253,352,421,470.

Фонд нагнетательных скважин составляет 25 ед.

II объект

Эксплуатационный объект включает в себя русловые залежи (№№ 2, 3, 4 и 5) горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2 и Ю-1 и соответственно эксплуатационные скважины расположены вдоль русла этих каналов, количество которых на дату отчета составляют 13 ед. добывающих и 4 ед. нагнетательных. 2 скважины №№159,449 числятся в наблюдательном фонде.

Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом при помощи ЭЦН.

III объект

В добывающем фонде числятся 39 скважин. Несмотря на долгий срок разработки объекта, 26% добывающего фонда эксплуатируются фонтанным способом (11 ед.) и 74% скважин эксплуатируются механизированным способом при помощи ЭЦН (28 ед.)

В нагнетательном фонде находятся 11 скважин.

IV объект (возвратный)

В возвратном объекте всего в эксплуатационном фонде числятся 22 скважины. Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом.

В наблюдательном фонде этого объекта числятся 4 скважины (№№29,307,423,506).

Нагнетательных скважин – 3, которые работают совместно с применением технологии ОРЗ в том числе и на I объект.

V объект (возвратный)

На V объекте в добывающем фонде числятся 6 скважин, 5 из которых эксплуатируются механизированным способом при помощи ЭЦН и 1 скважина №488 эксплуатируется фонтанным методом. В нагнетательном фонде 3 скважины, и 1 нагнетательная скважина в фонде наблюдательных.

Общее количество новых скважин, пробуренных и введенных в эксплуатацию из бурения за последние 5 лет составляет 54 скважины.

В 2018г – пробурено 16 скважин (№№419, 422, 428, 435, 436, 437, 447, 448, 449, 454, 455, 457, 459, 460, 463, 466), введено из бурения 18 скважин (419, 422, 428, 436, 437, 438, 449, 457, 460, 463, 466, 453, 447, 448, 454, 455, 459, 435);

В 2019г – пробурено 10 скважин (№№458, 461, 462, 464, 467, 472, 474, 476, 478, 479), введено из бурения 9 скважин (458, 461, 462, 464, 467, 472, 478, 474, 476);

В 2020г – пробурено 18 скважин (№№481, 482, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517), введено из бурения 19 скважин (502, 503, 504, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 514, 515, 516, 517, 505, 479, 481, 482, 513).

В 2021г – пробурено 4 скважины (эксплуатационные №№483,484,488 и оценочная скважина №480).

В 2022г - пробурено 4 скважины (№№485,486,487,492, все введены из бурения).

Таким образом, после утверждения Проекта разработки 2021г (ПР-2021г) составляет 8 ед. (№№483,484,485,486,487,488,492 и ОС№480). Также было произведено углубление 2 существующих добывающих скважин №№216,218.

В таблице 3.2.2 представлено распределение ввода новых добывающих скважин по объектам и годам.

Таблица 3.2.2 - Распределение новых добывающих скважин по объектам

Год	Объект			
	I	III	IV	V
2018	419, 422, 428, 436, 437, 438, 449, 457, 460, 463, 466, 453	447, 448, 454, 455, 459	435	
2019	458, 461, 462, 464, 467, 472, 478	474, 476		
2020	502, 503, 504, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 514, 515, 516, 517, 505		479, 481, 482, 513	
2021	483, 486	484	480	488
2022			485, 487, 492	
Всего	36	8	9	1

Работа действующих добывающих скважин месторождения характеризуются разбросанностью значений среднесуточных дебитов нефти из-за горно-геологических условия залегания эксплуатационных объектов. В таблице 3.2.3 представлено распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности, из которого видно, что скважины III объекта характеризуются обводненностью более ниже и высокими дебитами нефти относительно дебитов скважин других объектов.

Практически все скважины I эксплуатационного объекта работают с дебитами нефти до 20 т/сут. Оставшиеся скважины №№289, 462 эксплуатируется дебитом выше 20 т/сут. Относительно высокая продуктивность скважины выше среднего связано с расположением его в сводовой части залежей горизонта и в высоких нефтенасыщенных толщинах. 289 работает с 2014 г.

Добывающие скважины русловых отложений (II эксплуатационный объект) характеризуются диапазоном изменения дебита от 1,6 до 43,4 т/сут. Больше 20 т/сут дают 4

скважины №№204, 210, 281, 287. В разрезе данные скважины характеризуются высокопродуктивными коллекторами горизонтов Ю-0-2, Ю-1, Ю-0-1б.

Доля низкообводненных добывающих скважин III эксплуатационного объекта с обводненностью до 20% составляет 10% от всего фонда, в том числе среднесуточный дебит нефти основного количества из них превышает 60 т/сут. В особенности активная обводненность проявляется в добывающих скважинах, расположенных в периферийных частях залежи, после достижения фронта вытесняющего агента (воды).

В возвратном объекте (нерушла) числятся 22 добывающие скважины, которые работают с дебитом нефти до 55 т/сут. В целом работа скважин характеризуется малодебитностью в связи с низкими физико-емкостными свойствами коллекторов.

Добывающие скважины горизонта Ю-II характеризуются диапазоном изменения дебита от 3,69 до 56,2 т/сут, при этом 3 скважин из 7 работают с дебитами более 20 т/сут. Однако все характеризуются обводненностью более 70%, за исключением новой пробуренной добывающей скважины №488 (30%).

Коэффициенты эксплуатации скважин за 2018-2022 годы по всем объектам находятся на достаточно высоком уровне, изменяясь в диапазоне от 0,91 доли ед. до 1, что свидетельствует об оптимальном использовании фонда скважин месторождения.

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

На 01.01.2023г по месторождению в целом отобрано 46 651,8 тыс. т нефти, или 87,6% от извлекаемых запасов, 66 222,1 тыс. т жидкости и 6 829,7 млн.м³ газа. Текущий КИН равен 0,515 доли ед. С начала разработки закачано 68 790 тыс.м³ воды.

Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 3.2.2. Очевидно, что основные тенденции в разработке месторождения в настоящее время определяет III объект, по которому за 2020г было отобрано 74% от всей добычи нефти месторождения.

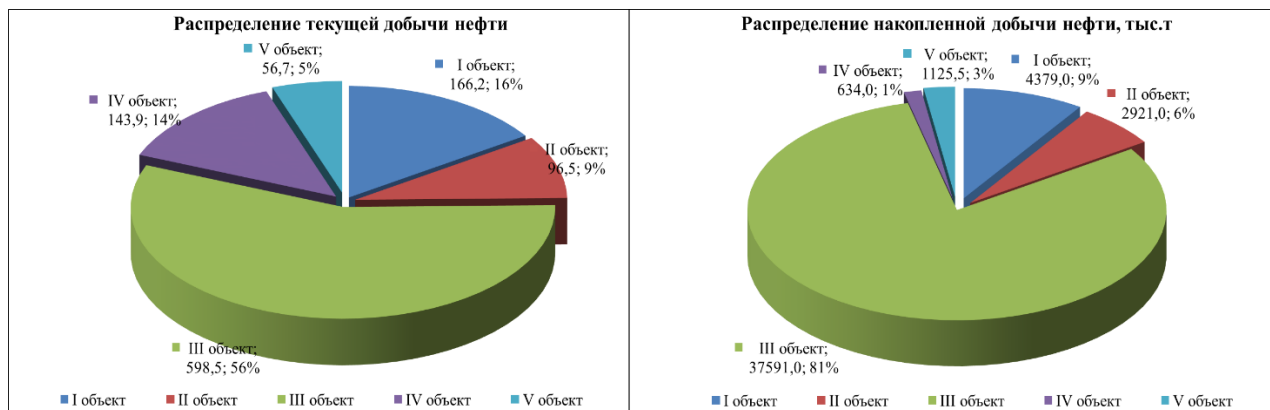


Рис. 3.2.2. Распределение годовой 2022г и накопленной добычи нефти на 01.01.2023г по объектам разработки месторождения

Динамика основных технологических показателей разработки месторождения

представлены на рисунке 3.2.2 и в таблице 3.2.4. Согласно представленной динамике технологических показателей разработки месторождения Акшабулак Центральный, максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2008г и составил 2890,2 тыс.т, жидкости – в 2017г и составил 4051,8 тыс.т. Максимальный уровень закачки воды достигнут в 2013г в объеме 4006,9 тыс.м³. Большой объем закачиваемой воды (83%) приходится на III объект разработки, система ППД на I и II объектах внедрена в 2011г, на III объекте в 2002г, на V возвратном объекте в 2016г. IV возвратный объект эксплуатируется до 2021 года разрабатывался на режиме истощения пластовой энергии, в 2021 г. была реализована технология ОРЗ совместно с I объектом.. В целом, с начала 2005г до 2008г наблюдается тенденция роста добычи нефти, что связано с вводом новых высокопродуктивных добывающих скважин. В последующем в динамике отмечается стабильное снижение уровня отбора нефти до 2011г и обратное увеличение в 2012г, обусловленное эффективными проведениями геолого-технических мероприятий на месторождении и вводом высокопродуктивных скважин на III эксплуатационный объект. В 2013г отмечается стабилизация уровня отбора нефти на уровне предыдущего года благодаря вводу новых высокопродуктивных скважин и полной отработке скважин, введенных в 2013г.

В 2018г по месторождению в целом добыто 2342,7 тыс.т нефти, что на 89,1 тыс.т (-3,7%) ниже уровня 2017г. Такое падение нефти связано со снижением среднегодового дебита нефти с 61,5 т/сут до 54 т/сут в результате роста обводненности продукции с 40% до 52%. Текущий КИН составляет 0,432 доли ед. Приемистость одной нагнетательной скважины составила 423,2 м³/сут. В целом по месторождению пробурены 17 новых скважин, из которых 1 скважина №435 пробурена как оценочная на горизонт Ю-0-2 на запасы категории С2. Фонд добывающих скважин с учетом ввода из бурения 16 новых скважин и введенных из наблюдательного фонда 2 скважин, а также выбытия 11 скважин составляет 123 ед. Фонд нагнетательных скважин, с учетом ввода 3 скважин, составляет 25 ед., из которых действующие 22 ед.

С 2019г в целом по месторождению наблюдается резкое падение добычи нефти и жидкости, обусловленное искусственным снижением согласно проектным решениям АР-2019г, где по основному III объекту предусматривалось снижение добычи нефти на 45% с перераспределением добычи в последующие годы с целью продления рентабельного периода разработки месторождения. Снижение отборов способствовало снижению обводненности и исключению прорыва воды. За год по месторождению добыто 1896,1 тыс.т нефти, что на 446,6 тыс.т (-19,1%) ниже уровня 2018г за счет снижения среднегодового дебита нефти с 54,0 т/сут до 41,2 т/сут.

В целом по месторождению пробурены 10 новых скважин, из которых 1 скважина №479 пробурена как оценочная и находится в обустройстве. Добыча нефти из новых скважин составила 27,8 тыс.т, дебит нефти новых скважин – 20,6 т/сут. Фонд добывающих скважин на конец года составил 133 ед. Закачка воды составила 3571,4 тыс.м3, приемистость – 445,8 м3/сут. Фонд нагнетательных скважин составил 27 ед. Добыча растворенного газа составила 268,1 млн.м3, ГФ - 141,4 м3/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 3,4 и 13,7% соответственно.

В 2020г добыча нефти составила 1296,3 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 33% и составил 27,8 т/сут. Ввод новых скважин из бурения составил 18 ед, из них 6 добывающих (№№502, 503, 504, 505, 506, 507), 2 оценочных (481, 482) и 10 нагнетательных (508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517). Фонд добывающих скважин на конец года составляет 129 ед., из них действующих – 125 ед. Обводненность увеличилась с 58,5% до 67,1%. Закачка воды составила 4352,1 тыс.м3 при приемистости – 448,1 м3/сут. Фонд нагнетательных скважин, с учетом ввода 6 скважин, - 33 ед, из них действующие 27ед. Добыча растворенного газа составила 184,4 млн.м3, ГФ – 142,2 м3/т.

В 2021г добыча нефти составила 1214,6 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 8% и составил 25,8 т/сут. Ввод новых скважин из бурения составил 4 ед, из них 3 добывающих (№№483,484,488), 1 оценочная №480). Фонд добывающих скважин на конец года составляет 135 ед. Обводненность увеличилась до 71,7%. Закачка воды составила 4821 тыс.м3 при среднегодовой приемистости – 395,8 м3/сут. Фонд нагнетательных скважин, с учетом ввода новых скважин составила - 42 ед, из них действующие 40ед. Добыча растворенного газа составила 166,3 млн.м3, ГФ – 136,9 м3/т.

В 2022г добыча нефти составила 1061,9 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 17% и составил 21,4 т/сут. Ввод новых скважин из бурения составил 3 ед, из них все 3 добывающие №№483,484,488. Фонд добывающих скважин на конец года составляет 142 ед. Обводненность увеличилась до 74,6%. Закачка воды составила 5098,5 тыс.м3 при среднегодовой приемистости – 319,6 м3/сут. Фонд нагнетательных скважин, с учетом ввода новых скважин составила - 42 ед, из них действующие 41ед. Добыча растворенного газа составила 132,7 млн.м3, ГФ – 124,9 м3/т.

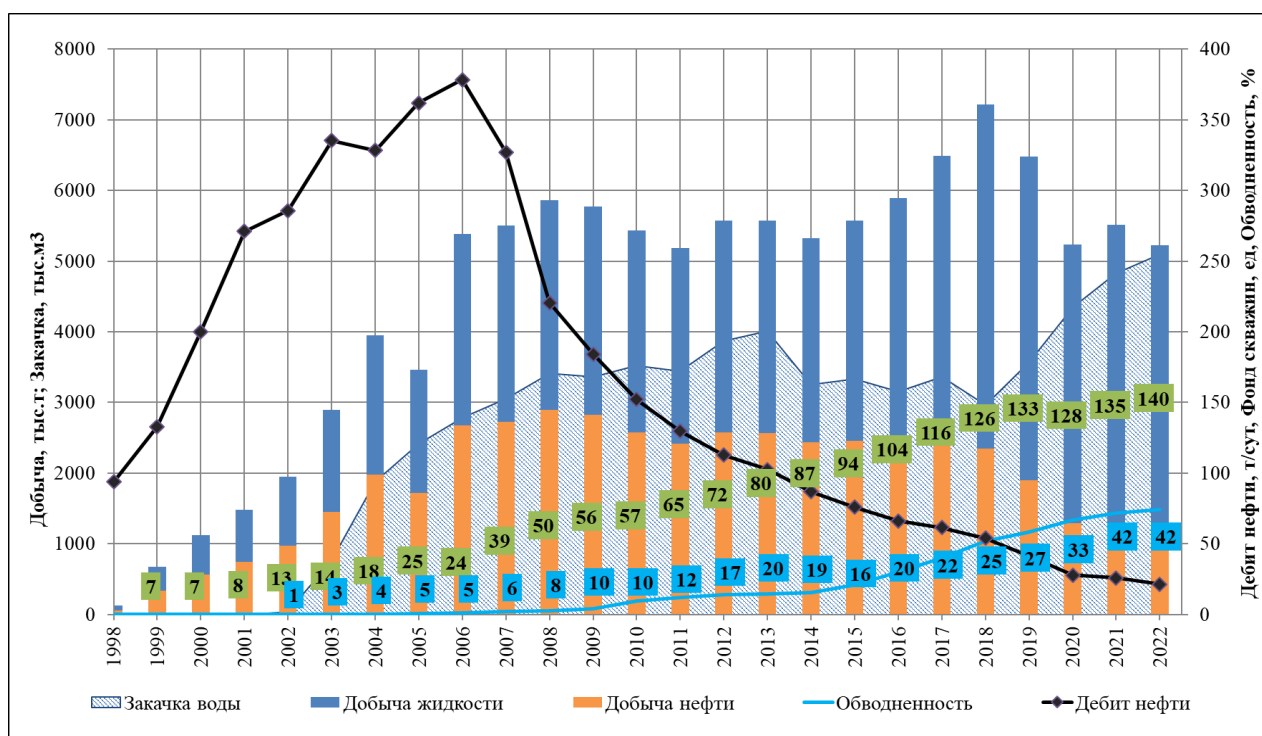


Рис. 3.2.3. Технологические показатели разработки в целом по месторождению

I объект (горизонты М-II-1 и М-II-2)

На 01.01.2023г накопленная добыча нефти по I объекту составила 4379 тыс.т, жидкости 10 246,5 тыс.т. Отбор от НИЗ на уровне 85%, при обводненности добываемой продукции 83,6%. I объект находится на третьей стадии разработки, характеризующийся ежегодным снижением добычи нефти и ростом обводненности с 2010г и увеличением числа фонда добывающих скважин. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2010г и составил 386,3 тыс.т.

Динамика основных технологических показателей разработки объекта I представлена на рисунке 3.2.4 и в таблице 3.2.5.

I объект разработки состоит из двух сводовых частей – северной и южной. Наиболее продуктивным участком является северный свод. На долю северного купола приходится 59% текущей и 62% накопленной добычи нефти.

За 2018г добыто 275,0 тыс.т нефти, что на 17,9 тыс.т (+7%) выше уровня 2017г. Увеличение добычи нефти связано с увеличением фонда добывающих скважин за счет ввода из бурения 11 скважин и перевода 4 скважин №№29, 351, 421, 470 из нижележащих объектов разработки. Фонд добывающих скважин на конец года – 50 ед. Добывающие скважины эксплуатируются с дебитом нефти 17,1 т/сут и обводненностью 66,7%.

В 2019г добыто 230,2 тыс.т нефти, что на 44,9 тыс.т (-16,3%) ниже уровня 2018г. Сокращение добычи нефти связано со снижением дебита нефти с 17,1 т/сут до 12,6 т/сут и увеличением обводненности с 66,7% до 68,5%. Фонд добывающих скважин на конец года

– 53 ед., ввод добывающих скважин составил 14 ед., из них 7 скважин из бурения, при этом выбытие добывающих скважин составило 12 ед. Закачка воды составила 617,4 тыс.м³, при приемистости – 201,2 м³/сут. Текущая компенсация составила 78,2%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 2 ед., за счет перевода с добывающего фонда, и составил 12 ед. Добыча растворенного газа составила 11,1 млн.м³, ГФ – 48,4 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ТИЗ составил 3,1/ 5,9%.

За 2020г добыча нефти составила 200,7 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 20,2% и составил 10,1 т/сут. Ввод новых скважин составил 19 ед., из них из бурения 6 добывающих и 9 нагнетательных, которые находятся в отработке на нефть. В целом фонд добывающих скважин 59 ед., из них действующих – 56 ед. Обводненность увеличилась с 68,5% до 76,7%.

Закачка воды составила 810,1 тыс.м³ при приемистости – 185,8 м³/сут. Текущая компенсация составила 96,9%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 3 ед., за счет ввода из бурения нагнетательной скважины №510, ввода из консервации скважины №347 и перевода из наблюдательного фонда скважины №467, которые находятся в обустройстве. Согласно проектным решениям также были пробурены еще 8 нагнетательных скважин, из них скважины №№512, 515, 516, 517 находятся в отработке на нефть и скважины №№508, 509, 511, 514 после отработки на нефть переведены в наблюдательный фонд. В целом на конец фонд нагнетательных скважин составляет 15ед., из них действующие 12ед.

Добыча растворенного газа составила 11,9 млн.м³, ГФ – 59,3 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 3,9/ 15,4%.

В 2021г добыто 171,3 тыс.т нефти, что на 23,4 тыс.т (-11,6%) ниже уровня 2020г. Сокращение добычи нефти связано со снижением дебита нефти с 10 т/сут до 8 т/сут и увеличением обводненности с 76% до 81,4%. Фонд добывающих скважин на конец года – 61 ед., ввод добывающих скважин составил 9 ед., из них 2 скважин из бурения, при этом выбытие добывающих скважин составило 9 ед. Закачка воды составила 876 тыс.м³, при приемистости – 127 м³/сут. Текущая компенсация составила 94,1%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 10 ед., за счет перевода с добывающего фонда под закачку, ввода из наблюдательного фонда и и составил 25 ед. Добыча растворенного газа составила 8,403 млн.м³, ГФ – 49 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 3,3/ 15,6%.

За 2022г добыто 166,2 тыс.т нефти. Сокращение добычи нефти относительно прошлого года связано со снижением дебита нефти с 8,2 т/сут до 7,7 т/сут и увеличением обводненности с 81,4 до 83,6 % и уменьшением фонда добывающих скважин на 1 ед, составляя 60 ед. В 2022 году была пробурена скважина №486, однако сразу же переведена на III объект в связи с высокой обводненностью на данном объекте. В целом ввод скважин

за 2022 год включая бурение составила 4 ед., выбытие скважин – 6 ед.

Закачка воды по объекту составила 1132,6 тыс.м³, при приемистости – 127 м³/сут. Текущая компенсация составила 110,4%, накопленная 62,5%.

Фонд нагнетательных скважин 25 ед, что соответствует количеству нагнетательных скважин предыдущего года. Добыча растворенного газа составила 7,853 млн.м³, ГФ – 47,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 3,2/ 17,9%.

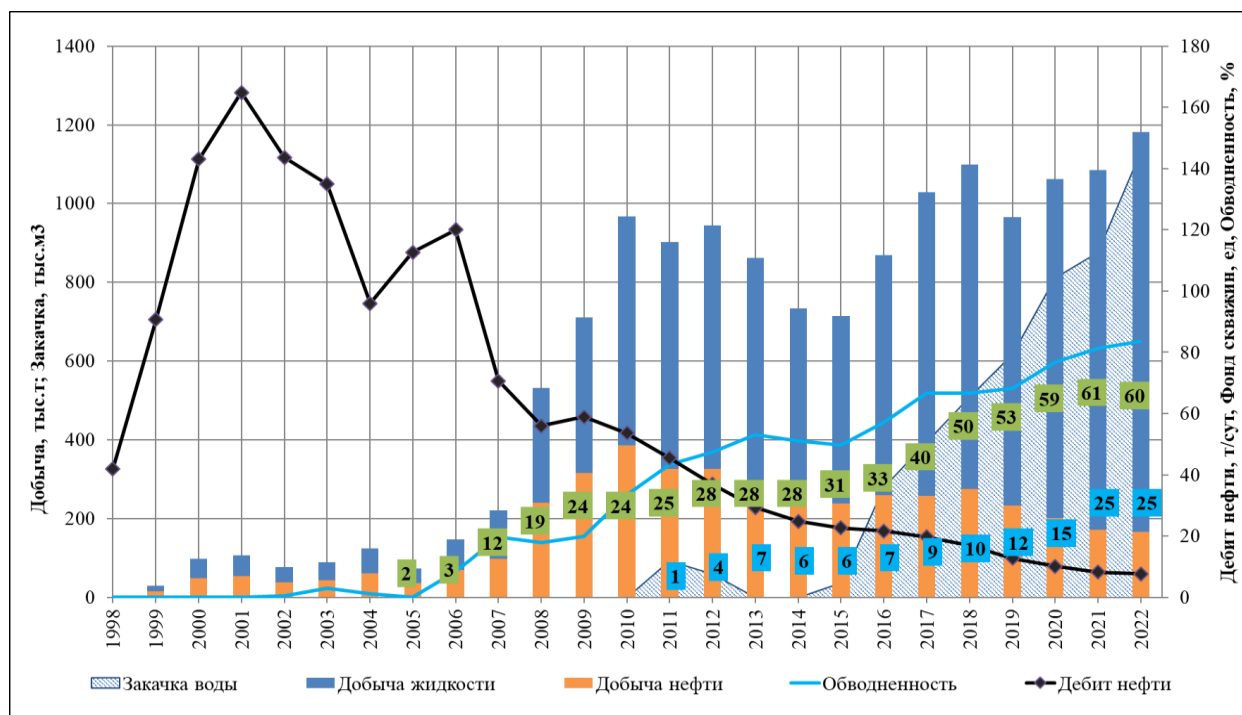


Рис. 3.2.4. Технологические показатели разработки I объекта

II объект (горизонты Ю-0-16, Ю-0-2, Ю-1)

На 01.01.2023г накопленная добыча нефти по II объекту составила 2921 тыс.т, жидкости 5594,1 тыс.т. Отбор от НИЗ на уровне 62,3%, при обводненности добываемой продукции 82,1%. Максимальный уровень отбора нефти достигнут в 2013г и составил 206,6 тыс.т.

Динамика основных технологических показателей разработки II объекта представлена на рисунке 3.2.5. Основные технологические показатели разработки II объекта представлены в таблице 3.2.6. Во II объект выделены четыре русловых отложения трех продуктивных юрских горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2, Ю-1 с разными ВНК, которые вступали в разработку в разный период времени. Разработка горизонта Ю-0-2 была начата со скважиной №7 в сентябре 2001г со среднесуточным дебитом нефти 120 т/сут. В 2004г были вовлечены в разработку продуктивные горизонты Ю-0-16 (вводом в эксплуатацию добывающей скважины №204) и Ю-1 (вводом в эксплуатацию добывающей скважины №202 и переводом скважины №11 из I объекта).

С начала вступления объекта в промышленную разработку среднесуточный дебит

по нефти достигал своего максимального значения 141,4 т/сут в 2005г и в дальнейшем наблюдается его стабилизация на уровне 108,3 т/сут и последующее снижение до 19,8 т/сут.

За 2018г отобрано 142,3 тыс.т нефти. Среднегодовой дебит составил 29,2 т/сут, обводненность 69,8%. Фонд добывающих скважин составил 11 ед. Было несколько выбытий, такие как: скважины №№208, 296 переведены в наблюдательный фонд, скважина №421 переведена на I объект, скважина №11 под закачку.

В 2019г отобрано 106,1 тыс.т нефти, что на 36,2 тыс.т (-25,4%) ниже показателя 2018г. Такое падение добычи связано со снижением среднегодового дебита с 29,2 т/сут до 24,7 т/сут в результате роста обводненности продукции с 69,8% до 76,7%. Фонд добывающих скважин на конец года – 12 ед., ввод добывающих скважин составил 2 ед., перевод с других объектов, при этом выбытие добывающих скважин составило 1 ед. Закачка воды составила 71,8 тыс.м³, при приемистости – 170,1 м³/сут. Текущая компенсация составила 14,7%. Фонд нагнетательных скважин составил 2 ед. Добыча растворенного газа составила 8,5 млн.м³, ГФ – 79,8 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2,2/ 4,7%.

За 2020г добыча нефти составила 109,6 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 2,2% и составил 24,1 т/сут. Фонд добывающих скважин составляет 12 ед., за счет ввода из наблюдательного фонда скважины №227 и выбытия 2 скважин. Обводненность составляет 76,8%, что почти на уровне прошлого года. Закачка воды составила 138,2 тыс.м³ при приемистости – 211,6 м³/сут. Текущая компенсация составила 27,3%. Фонд нагнетательных скважин увеличился за счет перевода под нагнетание скважины №460 и составил 3 ед. Добыча растворенного газа составила 8,7 млн.м³, ГФ – 79,7 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2,3/ 5,1%.

За 2021г добыча нефти составила 107,2 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 6,7% и составил 22,4 т/сут. Практически такой же уровень добычи нефти как и в предыдущем году обеспечен вводом двух скважин №№479,258 переводом из другого горизонта и вводом из наблюдательного фонда. Таким образом, фонд добывающих скважин составил 14 ед. Обводненность составляет 79,6%. Закачка воды составила 221,9 тыс.м³ при приемистости – 149 м³/сут. Текущая компенсация составила 40,3%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 2 скважины и стал 4 ед., что связано с переводом под закачку скважины №460 и оснащением скважины №424 компоновкой ОРЗ, что дало возможность одновременной закачки в три разных объекта разработки. Добыча растворенного газа составила 8,745 млн.м³, ГФ – 81,6 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2,3/ 5,4%.

За 2022г добыча нефти составила 96,5 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 12% и составил 19,8 т/сут. Фонд добывающих скважин меньше прошлогоднего фонда на 1 ед. и составляет 13 ед., что связано с выбытием скважины №259 в наблюдательный фонд. Обводненность составляет 82,1%. Закачка воды составила 157,9 тыс.м³ при приемистости – 127 м³/сут. Текущая компенсация составила 28,2%. Фонд нагнетательных скважин остался без изменений и составил 4 ед. Добыча растворенного газа составила 8,032 млн.м³, ГФ – 83,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2,1/ 5,2%.

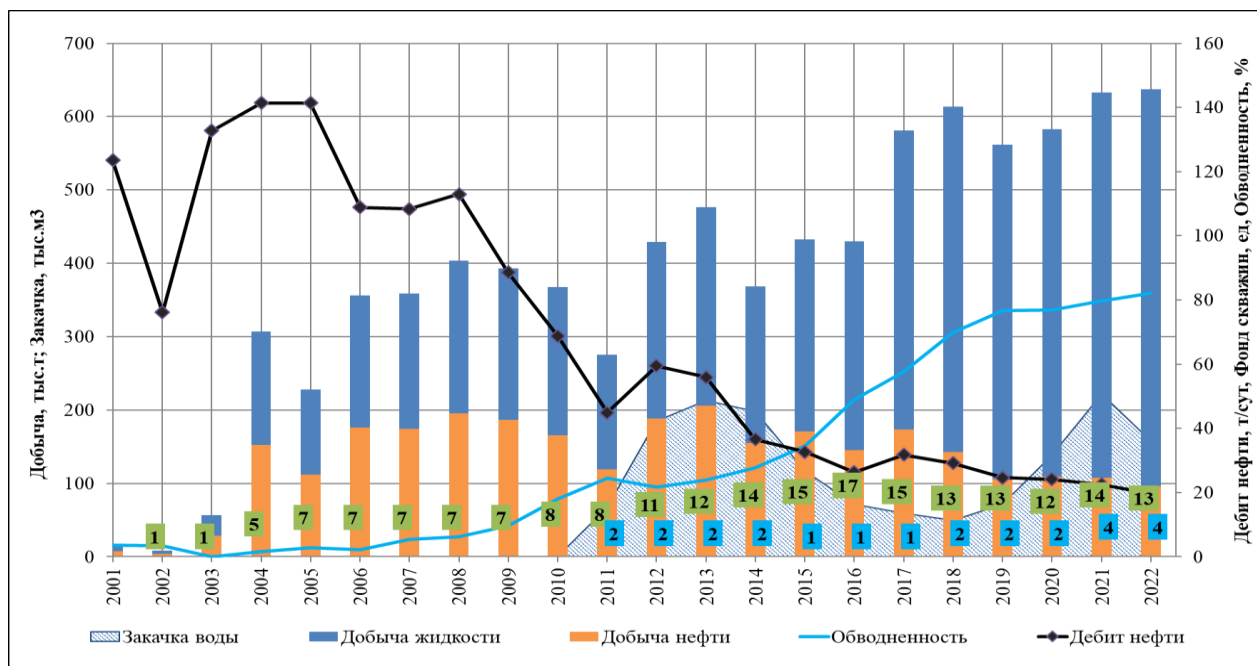


Рис. 3.2.5. Технологические показатели разработки II объекта

III объект (горизонты Ю-IIIа и Ю-III)

III объект находится на третьей стадии разработки, характеризующейся умеренным снижением среднегодовых дебитов нефти за последние пять лет, а также вводом в эксплуатацию практически всех добывающих и нагнетательных скважин, предусмотренных действующим и предыдущими проектными документами.

Разработка объекта осуществляется с ППД путем закачки воды в законтурные скважины и скважины отработанные на нефть, то есть на объекте реализуется система смешанного заводнения, которая была внедрена в 2002г с последующим укреплением системы. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2008г и составил 2454,6 тыс.т, при темпе отбора от НИЗ 6,0%, что обусловлено с максимальным вводом новых добывающих скважин и усилением системы ППД.

На сегодняшний день фонтанным способом эксплуатируются 26% добывающего фонда, 74% добывающих скважин оборудованы ЭЦН. Фонтанирование скважин

поддерживается за счет стабильного энергетического состояния горизонта, несмотря на долгий период времени разработки.

С начала разработки горизонта Ю-III в большинстве добывающих скважинах добывается практически безводная нефть. В основном за период разработки из-за обводненности были отключены скважины, работающие на периферийных участках залежи, то есть ближе к ВНК.

На 01.01.2023г в целом по объекту отобрано 37591 тыс.т нефти, 46690,2 тыс.т жидкости и 6203,150 млн.м³ газа. Коэффициент извлечения нефти достиг значения 0,754 доли ед., выработанность запасов равна 91,9%.

Динамика основных технологических показателей разработки III объекта представлены на рисунке 3.2.6 и в таблице 3.2.7.

В 2018г отобрано 1731,9 тыс.т нефти, что на 67,7 тыс.т (3,8%) ниже по сравнению с прошлым годом. При этом добывающий фонд скважин увеличился на 2 ед. за счет ввода 8 скважин (5 ед. из бурения, 2 ед. переводом из других объектов, 1 ед. из наблюдательного фонда) и выбытия 6 скважин. Несмотря на то, что новые скважины введены с высоким дебитом нефти 165,1 т/сут и низкой обводненностью 18,7%, среднегодовой дебит нефти по объекту снизился по сравнению с предыдущим годом (104,6 т/сут) на фоне роста обводнённости до значения 45,6%.

В 2019г отобрано 1422,0 тыс.т нефти, что на 309,9 тыс.т (-17,9%) ниже показателя 2018г. Такое падение добычи связано со снижением среднегодового дебита с 104,6 т/сут до 79,4 т/сут, из-за искусственного снижения с перераспределением добычи в последующие годы с целью продления рентабельного периода разработки месторождения. Фонд добывающих скважин на конец года – 52 ед., ввод добывающих скважин составил 4 ед., из бурения – 2 ед. (№№474, 476), перевод с других объектов – 2 ед. (№436, 442). Закачка воды составила 2302,0 тыс.м³, при приемистости – 747,9 м³/сут. Текущая компенсация составила 59,0%. Фонд нагнетательных скважин остался на прошлогоднем уровне и составил 9 ед. Добыча растворенного газа составила 234,7 млн.м³, ГФ – 165 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ТИЗ составил 3,5/ 22,3%.

В 2020г добыча нефти составила 874,0 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 32,4% и составил 53,6 т/сут. На конец года фонд добывающих скважин составляет 40 ед, из-за выбытия 13 скважин, из них в наблюдательный фонд – 10 ед. Обводненность увеличилась с 51,7% до 58,7%. Закачка воды составила 3021,8 тыс.м³ при приемистости – 924,4 м³/сут. Текущая компенсация составила 115%. Фонд нагнетательных скважин увеличился 2ед., за счет ввода из наблюдательного

фонда скважин №№24, 440 и составляет 11 ед. Добыча растворенного газа составила 152,8 млн.м³, ГФ – 174,8 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2,1/ 15,5%.

За 2021г добыча нефти составила 828,8 тыс.т, средний дебит нефти на уровне прошлогоднего показателя и составил 53,5 т/сут. На конец года фонд добывающих скважин составляет 43 ед. В течении года были произведены ввод из наблюдательного фонда 6 добывающих скважин, 2 скважины введены переводом из других объектов. Также были выбытия 4 добывающих скважин на другой горизонт и выбытие в наблюдательный фонд. Обводненность увеличилась с 58,7% до 65,4%. Закачка воды составила 3377,8 тыс.м³ при приемистости – 949,9 м³/сут. Текущая компенсация составила 118,1%. Фонд нагнетательных скважин уменьшился на 1 ед., и составляет 10 ед. Добыча растворенного газа составила 138,528 млн.м³, ГФ – 167,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2,0/ 17,4%.

За 2022г добыча нефти составила 598,5 тыс.т, что на 28% меньше прошлогоднего уровня добычи нефти. Средний дебит нефти снизился с 53,5 т/сут до 41,2 т/сут. Обводненность увеличилась с 65% до 71,2%. На конец года фонд добывающих скважин уменьшился на 3 ед. относительно прошлогоднего фонда и составил 39 ед. В течении года был произведен ввод переводом из другого объекта новой скважины №486, которая после ввода в эксплуатацию на I объект обводнилась и переведена на данный III объект. Также были выбытия 5 добывающих скважин на другой горизонт и выбытие в наблюдательный фонд. Закачка воды составила 3483,6 тыс.м³ при приемистости – 943,3 м³/сут. Текущая компенсация составила 145,8%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 1 ед. за счет перевода под закачку скважины №446, и составляет 11 ед. Добыча растворенного газа составила 97,948 млн.м³, ГФ – 163,7 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 1,5/ 15,2%.

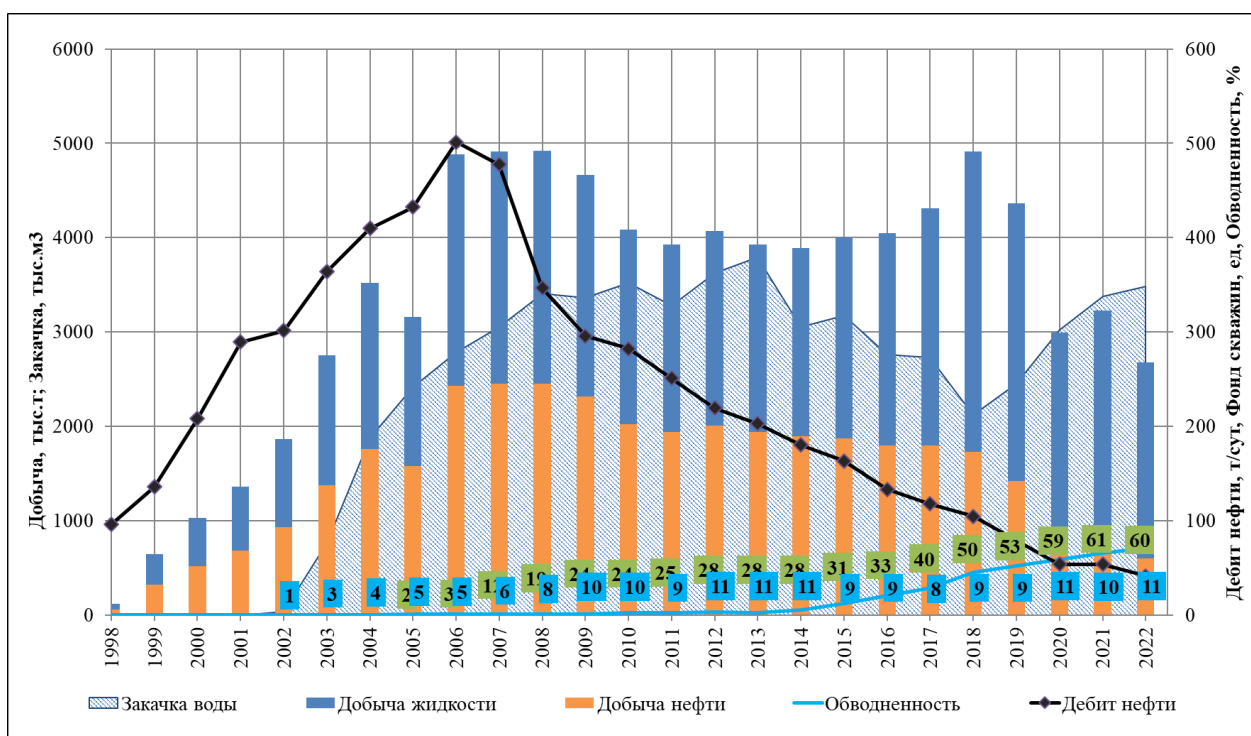


Рис. 3.2.6. Технологические показатели разработки III объекта

IV объект (горизонт Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1)

Согласно «Проекту разработки ...» неруловые отложения горизонтов Ю-0-1б, Ю-0-2 и Ю-1 были выделены в IV возвратный объект разработки, которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами и вырабатываются в основном возвратным фондом скважин III и V объекта разработки.

В целом объект находится во второй стадии разработки. Разработка объекта ведется на режиме истощения пластовой энергии. Основной объем накопленной добычи нефти приходится на горизонт Ю-0-2. Горизонт Ю-1 начал разрабатываться в 2020 году.

На 01.01.2023г накопленная добыча нефти составила 634 тыс.т, жидкости 1040,8 тыс.т. Отбор от НИЗ на уровне 52%, при обводненности добываемой продукции 43%. Максимальный уровень отбора нефти достигнут в 2015г и составляет 58,7 тыс.т, при темпе отбора от НИЗ 4,8%. Максимальный отбор жидкости 114,1 тыс.т приходится на 2020г.

Динамика основных технологических показателей разработки IV объекта представлены на рисунке 3.2.7 и в таблице 3.2.8.

В 2018г добыча нефти составляет 37,5 тыс.т, добыча жидкости 61,3 тыс.т, что практически на уровне добычи 2017г. При этом наблюдается работа добывающих скважин с дебитом нефти немного ниже по сравнению с предыдущим годом 10,6 т/сут, однако рост обводненности по объекту не наблюдается и составляет 38,7%. Фонд добывающих скважин составляет 8 ед., из них из наблюдательного фонда введена 1 скважина №426 и на I объект переведена 1 скважина №29. В 2018г на IV объект введена из бурения 1 новая оценочная скважина №435, пробуренная на запасы по категории С₂ горизонта Ю-0-2.

В 2019г отобрано 36,0 тыс.т нефти, что на 1,5 тыс.т (-4,1%) ниже показателя 2018г. Фонд добывающих скважин на конец года – 8 ед., ввод добывающих скважин составил 2 ед., перевод с других объектов. Обводненность увеличилась с 38,7% до 47,9%. Добыча растворенного газа составила 3,6 млн.м³, ГФ – 100 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 54,8 тыс.т при среднем дебите нефти 15,3 т/сут. Ввод новых скважин составляет 5ед, из них 4 скважины были переведены из других объектов и одна нагнетательная скважина введена из бурения (№513), которая находится в отработке на нефть. Также были пробурены оценочные скважины №№481, 482 на горизонты Ю-1 и Ю-0-2 в районе запасов категории С2, которые после 3 месяцев работы были переведены в наблюдательный фонд. В целом фонд добывающих скважин составляет 11 ед. Обводненность увеличилась с 47,9% до 52%. Добыча растворенного газа составила 5,3 млн.м³, ГФ – 96,3 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 4,5/ 6,5%.

В 2021г добыча нефти составила 53,7 тыс.т при среднем дебите нефти 14,4 т/сут. Ввод новых скважин составляет 3 ед., все 3 скважины (№№480,485,487) были введены из эксплуатационного бурения. В целом фонд добывающих скважин составляет 11 ед. Обводненность увеличилась с 52% до 54%. Добыча растворенного газа составила 5,270 млн.м³, ГФ – 98,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 4,4/ 6,9%.

В 2022г добыча нефти составила 143,9 тыс.т при среднем дебите нефти 22,4 т/сут. Ввод новых скважин составляет 3 ед., все 3 скважины (№№485,487 и оценочная скважина №492) были введены из бурения. В целом фонд добывающих скважин составляет 22 ед. Относительно прошлого года фонд добывающих увеличился в два раза с 11 ед. до 22 ед. Помимо ввода в эксплуатацию 3-х пробуренных скважин, были введены из наблюдательного фонда под добычу 5 скважин, переводом из добывающего фонда других горизонтов 4 скважины. Обводненность продукции снизилась с 53,8% до 43%, что объясняется вовлечением в разработку новых запасов с меньшей обводненностью относительно. Добыча растворенного газа составила 13,150 млн.м³, ГФ – 91,4 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 11,8/ 19,7%.

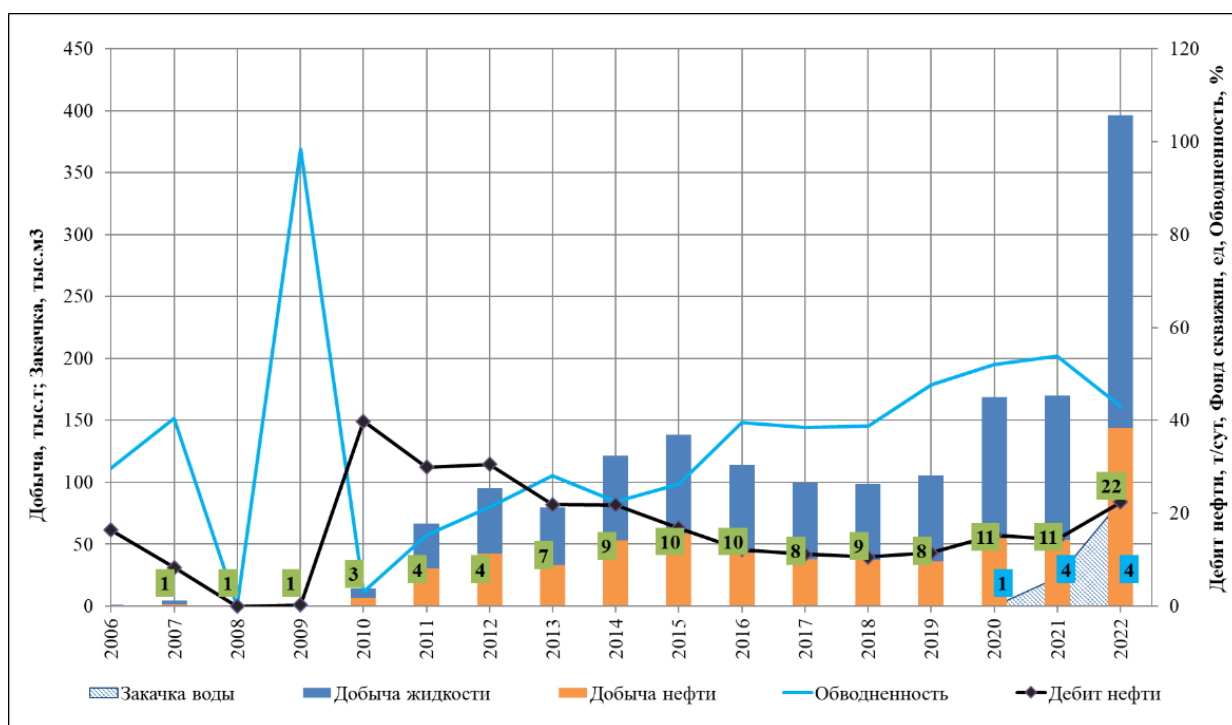


Рис. 3.2.7. Технологические показатели разработки IV объекта

V объект (горизонт Ю-II)

На 01.01.2023г в целом по объекту добыто 1125,5 тыс.т нефти, 2650 тыс.т жидкости и 119,572 млн.м³ газа. Всего отобрано от НИЗ 90%, текущий КИН равен 0,372 доли ед.

Основные технологические показатели разработки возвратного объекта представлены на рисунке 3.2.8 и в таблице 3.2.9.

В 2018г отобрано 156,0 тыс.т нефти, 336,1 жидкости, 15,6 млн.м³ газа. Снижение добычи нефти связано с выбытием 1 добывающей скважина №470 на I объект, а также снижением дебита нефти (67,1 т/сут) добывающих скважин и ростом обводненности продукции 53,6%. В добывающем фонде числятся 6 ед., в нагнетательном 4 ед.

В 2019г отобрано 101,9 тыс.т нефти, что на 54,1 тыс.т (-34,7%) ниже показателя 2018г. Такое падение добычи связано со снижением среднегодового дебита с 67,1 т/сут до 46,7 т/сут в результате роста обводненности продукции с 53,6% до 72,7%. Фонд добывающих скважин на конец года – 6 ед. Закачка воды составила 428,0 тыс.м³, при приемистости – 296,6 м³/сут. Текущая компенсация составила 99,9%. Фонд нагнетательных скважин составил 4 ед. Добыча растворенного газа составила 10,2 млн.м³, ГФ – 100 м³/т.

За 2020г добыча нефти составила 57,2 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 47,5% и составил 24,5 т/сут. Фонд добывающих скважин составляет 6 ед. Обводненность увеличилась с 72,7% до 84,4%. Закачка воды составила 381,9 тыс.м³ при приемистости – 268,8 м³/сут. Текущая компенсация составила 98,4%. Фонд нагнетательных скважин остался на прошлогоднем уровне и составляет 4 ед. Добыча растворенного газа составила 5,7 млн.м³, ГФ – 100 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил

4,6/ 19,6%.

За 2021г добыча нефти составила 53,7 тыс.т, средний дебит нефти на уровне прошлогодним и составляет 24,5 т/сут. Фонд добывающих скважин составляет 6 ед. Был произведен ввод в добычу скважины №488 из эксплуатационного бурения и выбытие одной скважины в наблюдательный фонд. Обводненность на уровне предыдущего года и составила 84,2%. Закачка воды составила 321,9 тыс.м³ при приемистости – 247,4 м³/сут. Текущая компенсация составила 90,2%. Фонд нагнетательных скважин остался на прошлогоднем уровне и составляет 4 ед. Добыча растворенного газа составила 5,373 млн.м³, ГФ – 100 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 4,3/22,8%.

За 2022г добыча нефти составила 56,7 тыс.т, средний дебит нефти составляет 26,7 т/сут, что выше прошлогоднего среднегодового дебита нефти, который объясняется вводом новой скважины и отработкой полного года. Фонд добывающих скважин составляет 6 ед. Фонд добывающих скважин остался без изменений и составляет 6 ед. В фонде нагнетательных скважин числятся 3 скважины, что на 1 ед. меньше, чем в прошлом году. Это связано с выбытием нагнетательной скважины №9 в наблюдательный фонд по техническим причинам. Закачка воды составила 239,6 тыс.м³ при приемистости – 234,7 м³/сут. Текущая компенсация составила 80,4%, накопленная – 57,9%.

Обводненность снизилась на 5% и составила 79,4%. Добыча растворенного газа составила 5,373 млн.м³, ГФ – 100 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ТИЗ составил 4,5/31,1%.

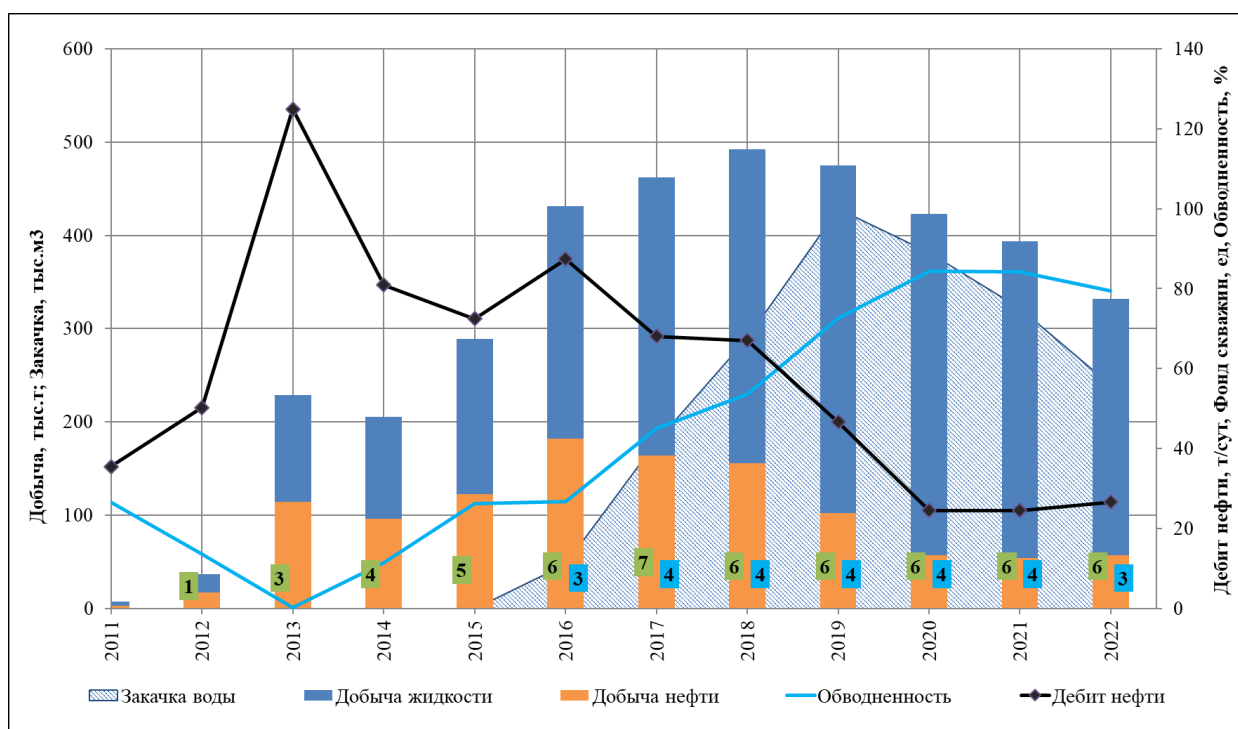


Рис. 3.2.8. Технологические показатели разработки V объекта

Таблица 3.2.4 - Основные технологические показатели разработки месторождения

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти	тыс.т	2342,7	1899,2	1296,3	1214,6	1061,9
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	2155,1	1871,4	1272,9	1198,8	1052,8
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	174,7	27,8	22,0	15,8	9,1
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	12,9	0,0	1,3	0,0	0,0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	1158,5	1008,8	765,9	648,3	659,9
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	41178,5	43077,7	44374,0	45588,6	46650,5
7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	6356,8	7365,5	8131,4	8779,7	9439,6
8	Темп отбора от НГЗ	%	2,6	2,1	1,4	1,3	1,2
9	Темп отбора от НИЗ	%	4,4	3,6	2,4	2,3	2,0
10	Темп отбора от ТИЗ	%	19,4	18,6	14,6	15,8	16,0
11	Текущий КИН	д. ед.	0,455	0,476	0,490	0,504	0,515
12	Выработанность запасов	%	77,3	80,9	83,3	85,6	87,6
13	Добыча жидкости	тыс.т	4875,8	4576,3	3934,2	4293,7	4158,9
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	4613,5	4524,6	3891,0	4273,4	4146,7
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	262,2	51,6	43,2	20,4	12,2
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	3388,6	3516,0	3161,3	3261,8	3261,6
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	49258,9	53835,2	57769,4	62063,2	66222,1
18	Добыча газа	млн.м ³	326,7	268,2	184,4	166,3	132,7
19	Накопленная добыча газа	млн.м ³	6078,2	6346,4	6530,8	6697,1	6829,7
20	Текущий газовый фактор	м ³ /т	139,4	141,2	142,2	136,9	124,9
21	Обводненность среднегод. по весу	%	52,0	58,5	67,1	71,7	74,5
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	33,4	46,2	49,0	22,3	25,5
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	53,3	58,6	67,3	71,9	74,6
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	325,0	342,1	353,5	361,1	368,7
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	126	133	128	135	140
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	18	12	19	14	10
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	16	9	6	4	4
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	6	11	6	11	7
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	2	3	3	10	6
31	<i>из разведочного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	10	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	1	1	3	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	125	132	125	135	140
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	11	8	27	4	6
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	9	6	25	4	6
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	6	0	0	0	0
38	<i>под закачку</i>	ед.	2	2	2	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	25	27	33	42	42
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	22	27	27	40	41

Продолжение таблицы 3.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	2	3	3	19	3
43	в т.ч. из эксплуатационного бурения	ед.	0	0	1	0	0
44	из них нагнетательные в отработке	ед.	0	0	1	8	0
45	в наблюдательном фонде	ед.	0	0	3	4	1
46	в т.ч. из наблюдательного фонда	ед.	1	2	2	3	0
47	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0
48	перевод с других объектов	ед.	1	1	0	0	0
49	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	1	0	1	4
50	Закачка воды	тыс.м ³	2965,3	3571,4	4352,1	4821,5	5098,5
51	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	48596,4	52167,9	56519,9	61341,4	68790,9
52	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	50,9	67,1	98,8	102,5	113,3
53	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	71,7	71,4	73,0	74,6	79,4
54	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	54,0	41,4	27,8	25,8	21,4
55	по жидкости	т/сут	112,3	99,8	84,4	91,2	83,9
56	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	55,9	20,6	13,4	30,4	21,0
57	по жидкости	т/сут	83,9	38,3	26,3	39,2	28,2
58	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	423,2	445,8	448,5	395,8	319,6
59	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,90	0,93	0,89	0,97	0,94
60	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,96	0,96	0,97	0,96	0,97
61	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0,90	0,93	0,89	0,85	0,75
62	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,82	0,86	0,98	0,93	0,92
63	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,97	0,95	0,98	0,79	1,04

Таблица 3.2.5 - Основные технологические показатели разработки I объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти	тыс.т	275,0	232,9	200,7	171,3	166,2
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	242,8	217,6	189,8	168,8	166,2
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	32,22	15,36	10,88	2,50	0,02
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	6,4	0	0	0	0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	275,0	232,9	200,7	171,3	166,2
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	3607,8	3840,7	4041,4	4212,7	4379,0
7	<i>в т.ч.: механизированным способом</i>		3024,2	3257,1	3457,8	3629,1	3795,3
8	Темп отбора от НГЗ	%	1,4	1,2	1,0	0,8	0,8
9	Темп отбора от НИЗ	%	5,3	4,5	3,9	3,3	3,2
10	Темп отбора от ТИЗ	%	15,2	15,2	15,4	15,6	17,9
11	Текущий КИН	доли ед.	0,178	0,190	0,200	0,208	0,217
12	Выработанность запасов	%	70,1	74,7	78,6	81,9	85,1
13	Добыча жидкости	тыс.т	824,8	733,3	862,4	913,7	1015,6
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	743,7	701,7	837,8	909,3	1015,4
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	81,1	31,6	24,6	4,4	0,2
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	824,8	733,3	862,4	913,7	1015,6
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	6721,5	7454,8	8317,1	9230,9	10246,5
18	Добыча газа	млн.м ³	12,358	11,249	11,904	8,403	7,853
19	Накопленная добыча газа	млн.м ³	166,800	178,049	189,953	198,356	206,209
20	Текущий газовый фактор	м ³ /т	44,9	48,3	59,3	49,0	47,2
21	Обводненность среднегод. по весу	%	66,7	68,2	76,7	81,3	83,6
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	60,3	51,4	55,7	43,2	90,4
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	67,4	69,0	77,3	81,4	83,6
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	101,1	114,4	125,8	129,6	131,5
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	50	53	59	61	60
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	15	14	19	9	4
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	11	7	6	2	1
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	4	6	3	4	2
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	1	1	3	1
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	9	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	0	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	50	53	59	61	60
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	5	12	13	9	6
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	2	8	10	0	3
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	2	2	2	1	3
38	<i>под закачку</i>	ед.	1	2	1	8	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	10	12	15	25	25
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	8	12	12	25	25
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	2	0	13	3
43	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
44	<i>переводом под закачку</i>	ед.	0	0	0	8	0
45	<i>переводом с других объектов</i>	ед.			0	2	0

Продолжение таблицы 3.2.5

1	2	3	4	5	6	7	8
46	в наблюдательном фонде	ед.	0	0	3	0	0
47	в т.ч. из консервации	ед.		0	0	0	0
48	в т.ч. из наблюдательного фонда	ед.	0	0	0	3	0
49	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	3
50	Закачка воды	тыс.м ³	508,1	617,4	810,1	876,8	1132,6
51	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	1369,3	1986,7	2796,9	3673,7	7157,3
52	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	57,1	78,5	90,5	94,1	110,4
53	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	17,5	23,1	29,5	35,3	62,5
54	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	17,1	12,7	10,1	8,2	7,7
55	по жидкости	т/сут	51,2	40,0	43,4	43,6	47,0
56	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	14,8	13,9	8,2	9,7	0,6
57	по жидкости	т/сут	37,2	28,6	18,6	17,0	6,7
58	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	191,4	201,2	185,8	149,0	127,0
59	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,83	0,86	0,81	0,87	0,91
60	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,96	0,95	0,96	0,98	0,97
61	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0,89	0,89	0,79	0,98	0,97
62	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,91	0,70	0,99	0,97	0,96
63	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,99	0,95	0,99	0,97	0,96

Таблица 3.2.6 - Основные технологические показатели разработки II объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти	тыс.т	142,3	106,1	109,6	107,2	96,5
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	142,3	106,1	109,6	107,2	96,5
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	0	0	0	0	0
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	0	0	0	0	0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	135,8	106,1	109,6	107,2	96,5
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2501,6	2607,7	2717,3	2824,5	2921,0
7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	1463,2	1569,3	1678,9	1786,0	1882,6
8	Темп отбора от НГЗ	%	1,5	1,2	1,2	1,2	1,0
9	Темп отбора от НИЗ	%	3,0	2,3	2,3	2,3	2,1
10	Темп отбора от ТИЗ	%	6,1	4,9	5,3	5,4	5,2
11	Текущий КИН	Доли ед.	0,272	0,283	0,295	0,307	0,317
12	Выработанность запасов	%	53,4	55,7	58,0	60,3	62,3
13	Добыча жидкости	тыс.т	470,8	455,6	473,4	525,9	540,4
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	470,8	455,6	473,4	525,9	540,4
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	440,9	455,6	473,4	525,9	540,4
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	3598,9	4054,4	4527,8	5053,7	5594,1
18	Добыча газа	млн.м ³	11,534	8,461	8,730	8,745	8,032
19	Накопленная добыча газа	млн.м ³	205,209	213,671	222,401	231,146	239,178
20	Текущий газовый фактор	м ³ /т	81,1	79,8	79,7	81,6	83,2
21	Обводненность среднегод. по весу	%	69,8	76,7	76,8	79,6	82,1
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	69,8	76,7	76,8	79,6	82,1
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	13	13	12	14	13
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	3	1	2	0
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	1	0	1	0
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	2	1	1	0
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	0	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	13	13	12	14	0
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	4	3	2	0	0
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	2	1	1	0	1
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	1	2	1	0	0
38	<i>под закачку</i>	ед.	1	0	0	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3.2.6

1	2	3	4	5	6	7	8
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	2	2	2	4	4
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	1	2	2	4	4
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	1	1	0	2	0
43	в т.ч. из эксплуатационного бурения	ед.	0	0	0	0	0
44	из них нагнетательные в отработке	ед.	0	0	0	0	0
45	из нагнетательного фонда других объектов	ед.	0	0	0	1	0
46	в т.ч. из добывающего фонда	ед.	1	1	0	0	0
47	в т.ч. из наблюдательного фонда	ед.	0	0	0	1	0
48	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	1	0	0	0
49	Закачка воды	тыс.м ³	49,6	71,8	138,2	221,9	157,9
50	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	959,6	1031,4	1169,6	1391,5	1549,4
51	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	9,6	14,8	27,5	40,3	28,2
52	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	20,5	20,0	20,7	22,4	22,9
53	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	29,2	24,7	24,1	22,5	19,8
54	по жидкости	т/сут	96,5	105,9	104,2	110,3	110,6
55	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	по жидкости	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
57	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	191,4	201,2	185,8	149,0	127,0
58	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,96	0,96	0,93	0,94	0,96
59	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,96	0,96	0,98	0,98	0,98
60	в т.ч. из новых скважин	доли ед.	0,00	0,00	0,88	0,98	0,95
61	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,96	0,58	0,93	0,97	0,96
62	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,96	0,92	0,93	0,97	0,96

Таблица 3.2.7 - Основные технологические показатели разработки III объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти	тыс.т	1731,9	1422,0	874,0	828,8	598,5
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	1590,4	1409,5	874,0	828,8	597,2
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	141,41	12,42	0	0,0004	1,32
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	574,9	531,5	343,6	262,4	199,1
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	33867,8	35289,8	36163,7	36992,5	37591,0
7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	1155,6	1687,1	2030,7	2293,1	2492,2
8	Темп отбора от НГЗ	%	3,5	2,9	1,8	1,7	1,2
9	Темп отбора от НИЗ	%	4,2	3,5	2,1	2,0	1,5
10	Темп отбора от ТИЗ	%	19,7	20,2	15,5	17,4	15,2
11	Текущий КИН	доли ед.	0,680	0,708	0,726	0,742	0,754
12	Выработанность запасов	%	82,8	86,2	88,4	90,4	91,9
13	Добыча жидкости	тыс.т	3182,8	2945,0	2118,4	2398,4	2075,4
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	3002,8	2925,0	2118,4	2397,9	2073,7
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	179,9	20,0	0,0	0,5	1,7
16	<i>мехспособом</i>	тыс.т	1750,2	1884,8	1345,6	1366,4	1180,9
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	37152,9	40097,9	42216,3	44614,7	46690,2
18	Добыча газа	млн.м ³	283,610	234,669	152,751	138,528	97,948
19	Накопленная добыча газа	млн.м ³	5579,25 5	5813,92 4	5966,67 4	6105,20 2	6203,15 0
20	Текущий газовый фактор	м ³ /т	163,8	165,0	174,8	167,2	163,7
21	Обводненность среднегод. по весу	%	45,6	51,7	58,7	65,4	71,2
22	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	%	47,0	51,8	58,7	65,4	71,2
23	<i>новых скважин</i>	%	21,4	38,0	0,0	99,9	24,1
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	126,3	130,1	130,1	130,1	130,1
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	48	53	40	43	39
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	8	4	0	8	1
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	5	2	0	0	0
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	2	2	0	2	1
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	1	0	0	6	0
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	1	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	48	52	40	43	39
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	6	0	13	5	5
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	5	0	10	1	1
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	1	0	3	4	5
38	<i>под закачку</i>	ед.	0	0	0	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	9	9	11	10	11
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	9	9	9	10	11
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	1	0	2	0	0
43	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
44	<i>из них нагнетательные в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
45	<i>из других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	1

Продолжение таблицы 3.2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
46	в т.ч. из наблюдательного фонда	ед.	1	0	2	0	0
47	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	1	0
48	Закачка воды	тыс.м ³	2118,2	2454,3	3021,8	3377,8	3483,6
49	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	45751,2	48205,5	51227,2	54605,0	58088,7
50	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	49,8	64,5	115,0	118,1	145,8
51	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	77,0	76,2	77,8	79,4	81,7
52	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	104,6	79,4	53,6	53,5	41,2
53	по жидкости	т/сут	192,2	164,4	130,0	154,9	142,8
54	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	186,3	50,9	0,0	0,1	25,3
55	по жидкости	т/сут	237,0	82,1	0,0	95,7	33,4
56	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	747,9	797,4	924,4	949,9	943,3
57	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,88	0,95	0,98	0,98	0,97
58	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,96	0,98	0,98	0,98	0,97
59	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0,88	0,91	0,0	0	1,0
60	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,96	0,95	0,99	0,98	0,99
61	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,96	0,95	0,99	0,98	0,99

Таблица 3.2.8 - Основные технологические показатели разработки IV объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Добыча нефти	тыс.т	37,5	36,4	54,8	53,7	143,9
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	36,5	36,4	43,7	50,8	136,1
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	1,0	0,0	11,1	2,9	7,8
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	6,5	0	1,3	0,0	0,0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	37,5	36,4	54,8	53,7	141,4
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	345,3	381,6	436,4	490,1	634,0
7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	327,1	363,5	418,3	472,0	613,3
8	Темп отбора от НГЗ	%	0,5	0,5	0,7	0,7	1,8
9	Темп отбора от НИЗ	%	3,1	3,0	4,5	4,4	11,8
10	Темп отбора от ТИЗ	%	4,1	4,2	6,5	6,9	19,7
11	Текущий КИН	доли ед.	0,043	0,048	0,055	0,062	0,080
12	Выработанность запасов	%	28,3	31,3	35,8	40,2	52,0
13	Добыча жидкости	тыс.т	61,3	69,5	114,1	116,2	252,4
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	60,1	69,5	95,5	113,1	242,1
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	1,2	0,0	18,6	3,0	10,3
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	61,3	69,5	114,1	116,2	249,6
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	488,5	558,0	672,2	788,4	1040,8
18	Добыча газа	млн.м ³	3,577	3,637	5,275	5,270	13,15
19	Накопленная добыча газа	млн.м ³	34,287	37,924	43,199	48,469	61,619
20	Текущий газовый фактор	м ³ /т	95,3	100,0	96,3	98,2	91,4
21	Обводненность среднегод. по весу	%	38,7	47,7	52,0	53,8	43,0
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	12,3	0,0	40,2	5,0	24,3
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	39,3	47,7	54,3	55,1	43,8
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	20,9	20,9	20,9	22,8	28,5
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	9	8	11	11	22
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	1	2	4	5	12
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	1	3
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	2	3	4	4
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	1	0	0	0	5
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	1	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	1	0	3	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	8	8	11	11	22
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	1	3	4	5	1
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	0	3	2	1
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	1	3	1	1	0
38	<i>под закачку</i>	ед.	0	0	0	1	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	1	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.			1	4	4
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	0	0	0	4	4

Продолжение таблицы 3.2.8

1	2	3	4	5	6	7	8
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	0	1	4	0
43	в т.ч. из эксплуатационного бурения	ед.	0	0	1	0	0
44	из них нагнетательные в отработке	ед.	0	0	1	0	0
45	из добывающего фонда	ед.	0	0	0	3	0
46	в т.ч. из нагнетательного фонда других объектов	ед.	0	0	0	1	0
47	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
48	Закачка воды	тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	23,1	84,6
49	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	23,1	107,7
50	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	0,0	0,0	0,0	16,8	27,2
51	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	0,0	0,0	0,0	3,0	10,2
52	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	10,6	11,5	15,3	14,4	22,4
53	по жидкости	т/сут	17,3	22,0	31,9	31,2	39,3
54	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	5,5	0,0	34,8	32,1	22,3
55	по жидкости	т/сут	6,3	0,0	58,2	33,8	29,5
56	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	0,0	0,0	0,0	66,5	72,3
57	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,95	0,78	0,73	0,93	0,88
58	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,99	0,93	0,95	0,94	0,91
59	в т.ч. из новых скважин	доли ед.	0,88	0,71	0,86	0,96	0,95
60	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0	0	0	0,96	0,97
61	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0	0	0	0,96	0,97

Таблица 3.2.9 - Основные технологические показатели разработки V объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
1	Добыча нефти	тыс.т	156,0	101,9	57,2	53,7	56,7
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	156,0	101,9	57,2	43,3	56,7
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	0,00	0,00	0,00	10,43	0,00
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	0	0	0	0	0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	135,3	101,9	57,2	53,7	56,7
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	856,0	957,9	1015,1	1068,8	1125,5
7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	386,7	488,6	545,8	599,5	656,2
8	Темп отбора от НГЗ	%	5,2	3,4	1,9	1,8	1,9
9	Темп отбора от НИЗ	%	12,5	8,1	4,6	4,3	4,5
10	Темп отбора от ТИЗ	%	28,3	25,8	19,5	22,8	31,1
11	Текущий КИН	доли ед.	0,283	0,317	0,336	0,353	0,372
12	Выработанность запасов	%	68,4	76,6	81,1	85,4	90,0
13	Добыча жидкости	тыс.т	336,1	372,9	365,9	339,6	275,0
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	336,1	372,9	365,9	327,1	275,0
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	0,0	0,0	0,0	12,4	0,0
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	311,4	372,9	365,9	339,6	275,0
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1297,2	1670,0	2035,9	2375,5	2650,5
18	Добыча газа	млн.м ³	15,599	10,188	5,721	5,373	5,672
19	Накопленная добыча газа	млн.м ³	92,618	102,806	108,527	113,900	119,572
20	Текущий газовый фактор	м ³ /т	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
21	Обводненность среднегод. по весу	%	53,6	72,7	84,4	84,2	79,4
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	0,0	0,0	0,0	16,1	0,0
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	53,6	72,7	84,4	86,8	79,4
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	13,1	13,1	13,1	15,0	15,0
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	6	6	6	6	6
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	1	1	0
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	1	0
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	0	1	0	0
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	0	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	6	6	6	6	0
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	1	0	1	1	0
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	0	1	1	0
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	1	0	0	0	0
38	<i>под закачку</i>	ед.	0	0	0	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	4	4	4	4	3
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	4	4	4	4	3
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
43	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
44	<i>из них нагнетательные в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
45	<i>в наблюдательном фонде</i>	ед.	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3.2.8

Продолжение таблицы 3.2.9

1	2	3	4	5	6	7	8
46	в т.ч. из наблюдательного фонда	ед.	0	0	0	0	0
47	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	1
48	Закачка воды	тыс.м ³	289,5	428,0	381,9	321,9	239,6
49	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	516,3	944,3	1326,2	1648,1	1887,8
50	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	68,5	101,7	99,5	90,2	80,4
51	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	28,6	42,5	50,8	55,6	57,9
52	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	67,1	46,7	24,5	24,5	26,7
53	по жидкости	т/сут	144,5	170,8	156,7	154,8	129,3
54	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	0,0	0,0	0,0	62,5	0,0
55	по жидкости	т/сут	0,0	0,0	0,0	74,5	0,0
56	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	247,9	296,6	268,8	247,4	234,7
57	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,99	1,00	0,91	0,99	0,97
58	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,99	1,00	0,97	0,99	0,97
59	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0	0	0,94	0,99	0
60	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,80	0,99	0,97	0,98	0,93
61	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,96	0,99	0,97	0,98	0,91

3.2.2 Характеристика закачки воды

Система поддержания пластового давления реализована на I, II, III и V объектах разработки.

С начала разработки на 01.01.2023г в целом по месторождению закачано 68 790,9 тыс.м³ воды, при этом основной объем закачки воды 85% приходится на основной III объект. На рисунке 3.2.9 представлено распределение закачки воды по объектам. Всего под закачкой воды пребывало 44 нагнетательных скважин.

За 2022г всего закачано 5 098,5 тыс.м³ воды, из них 68% приходится на III объект. Среднегодовая приемистость на одну нагнетательную скважину составляет 319,6 м³/сут.

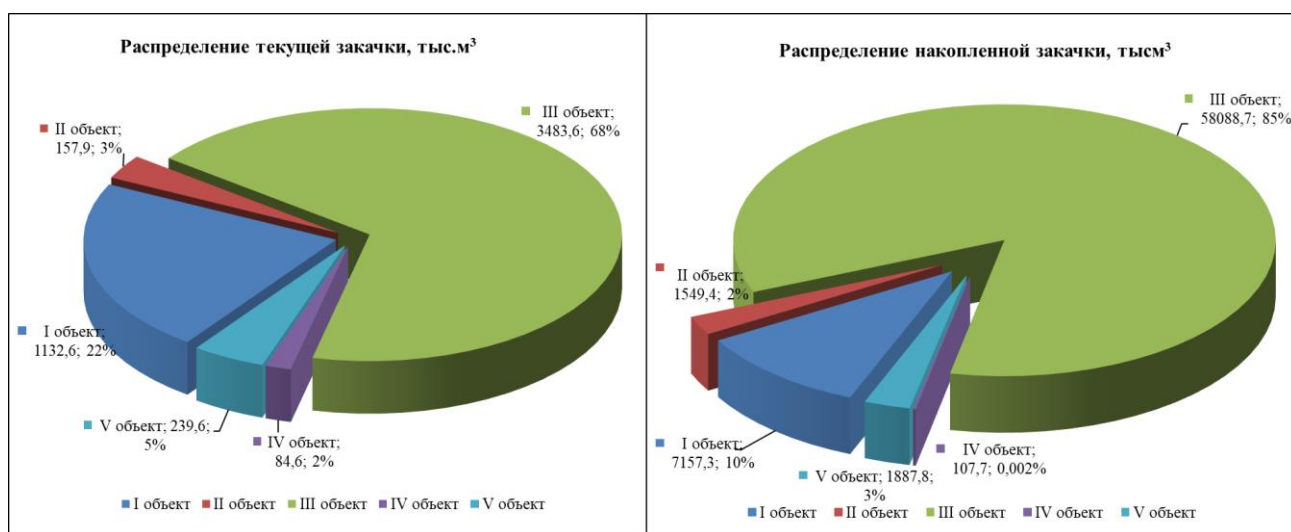


Рис. 3.2.9. Распределение накопленной на 02.01.2021г и текущей закачки воды по объектам

I объект

Система ППД на объекте была внедрена в марте 2011г с началом закачки артезианских вод с водозаборных скважин в нагнетательную скважину №220. Скважина была пробурена в северном своде горизонта М-II как добывающая скважина, после безуспешных испытаний скважина была переведена в нагнетательный фонд. Однако скважина остановлена в июле 2012г согласно Предписанию №401 от 16.07.2012г Департамента по чрезвычайным ситуациям Кызылординской области.

С целью недопущения снижения пластового давления по горизонту М-II-1 в сентябре 2015г возобновлена закачка воды на Северном своде путем ввода из бездействия скважины №220 и перевода из добывающего фонда скважины №225, в январе 2016г подключена скважина №217. На Южном своде закачка воды реализована с декабря 2015г путем подключения скважины №249. В январе 2016г под закачку воды подключены скважины №№214, 241 и в сентябре 2017г скважина №221. В 2018г под закачку воды переведены 3 скважины, из них скважина №240 на Северном своде, а скважины Южного свода №№250, 424 находятся в обустройстве. В 2019г под закачку переведены две скважины, скважина №247 на Южный свод, скважина №299 на Северный свод. В 2020г под

закачку были переведены скважины №№347, 467, 510, которые расположены на Северном своде.

В 2021 г. фонд нагнетательных скважин I объекта пополнился 13 скважинами, в т.ч.: 8 переводом под закачку, 2 скважины переводом из других объектов, 3 скважины вводом из наблюдательного фонда, в целом составляя на конец года 25 ед. В 2022 г. движение фонда характеризуется 3 выбытиями в наблюдательный фонд и тем же количеством ввода скважи. На конец 2022 г. количество нагнетательных скважин остается без изменений относительно предыдущего года.

В целом по объекту на 01.01.2023г закачано 4 806 тыс.м³ воды, из них по Северному своду закачано 2 426,9 тыс.м³, по Южному – 2 379,4 тыс.м³. Накопленная компенсация на уровне 62,5%. Фонд нагнетательных скважин составляет 25 ед., все скважины действующие.

В разрезе горизонта М-II-1 выделяются 4 пласта А, В, С, D характеризующиеся разными коллекторскими свойствами. Наиболее высокой проницаемостью (131,6 и 212,33 мД) обладают нижние 2 пласта А и В, пласты С и D более низкой – 97,5 и 92,2 мД соответственно. В целях регулирования закачки воды в пласты, скважины оснащены системой одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) (№№24, 214, 217, 221, 225, 240, 241, 247, 249, 250, 299, 424, 467, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517). Среди нагнетательных скважин оснащенных компоновкой ОРЗ в скважине №424 ведется закачка на 3 объекта одновременно, на I объект – горизонт М-II-1 и на II объект – русловые отложения горизонтов Ю-0-1 и на IV объект – нерусловые отложения горизонта Ю-0-2. В 3 скважинах №№510, 513, 516 ведется закачка на 2 объекта I и IV – нерусловые отложения Ю-0-2. Также по скважинам №№220 и 347 проводится стандартная закачка.

График добычи и закачки по Северному своду I объекта представлена на рисунке 3.2.10. Динамика приемистости и действующего фонда нагнетательных скважин представлена на рисунке 3.2.11.

Нагнетательная скважина №217

Скважина №217 введена в эксплуатацию в октябре 2007г на горизонт М-II-1 в интервалах 1617,5-1618,9м, 1623-1624м (пласт D);1633-1635м, 1637,3-1638,3м (пласт С); 1641,9-1642,9м (пласт В). В январе 2016г переведена под закачку после достижения обводненности 96% и снижения дебита нефти до 0,2 т/сут.

ОРЗ в скважине №217 проводится одновременно в два верхних пласта D+C и отдельно в пласт В.

Таблица 3.2.10 - Результаты PLT исследования в скважине №217 (05.12.2007г)

Скв.	Штуцер, мм	Интервал перфорации		Интервалы притока		Дебит жидкости, м3/сут	Доля дебита, %	Пласт	Состав притока
		Кровля	Подोшва	Кровля	Подошва				
217	16	1617,5	1618,9	1618,1	1618,9	70	19	D	Нефть
217	16	1623	1624	1623	1624		11	D	Нефть
217	16	1633	1635,1	1632,8	1633,4		9	C	Нефть
217	16	1633	1635,1	1633,8	1634,7		16	C	Нефть
217	16	1637,3	1638,3	1637,3	1637,8		9	C	Нефть
217	16	1641,9	1642,9	1642	1642,9		36	B	Нефть +незначи тельно вода

По результатам PLT в период добычи видно, что приток жидкости распределен равномерно по пластам: D – 30%, C – 34%, B – 36%. Учитывая результаты тектоно-фациального анализа и исследований керна, одновременная закачка в пласты D+C схожих по свойствам, является целесообразной. Так же в нагнетательной скважине №217 в 2011г проведен ГРП который охватил верхний интервал пласта D.

Нагнетательная скважина №225

Введена в эксплуатацию в декабре 2007г совместно на горизонты М-II-1+М-II-2 в интервалах 1624,1-1624,8м, 1625,1-1625,6м, 1626-1626,8м (пласт C); 1632,4-1633м, 1633,4-1634м, 1634,8-1639,3м (пласт B); 1656,5-1658м (горизонт М-II-2). В июле 2009г произведена изоляция нижних интервалов и перестрел интервалов 1624-1627,5м (пласт C), 1632-1635м (пласт B) и в сентябре 2015 переведена под нагнетание после достижения обводненности 90,9% и снижения дебита нефти до 3,5 т/сут.

Общий объем закачанной воды в скважину составляет 221,3 тыс.м³, из них при ОРЗ в пласт C – 137,5 тыс.м³, в пласт B – 64,3 тыс.м³.

Таблица 3.2.11 - Результаты PLT исследования в скважине №225 (05.12.2007г)

Скв.	Штуцер, мм	Интервал перфорации		Интервалы притока		Дебит жидкости, м3/сут	Доля дебита, %	Пласт	Состав притока
		Кровля	Подошва	Кровля	Подошва				
225	14	1624,1	1624,8	1624,1	1624,8	61	7	C	Нефть
225	14	1625,1	1625,6	1625,1	1625,6		4	C	Нефть
225	14	1626	1626,8				0	C	-
225	14	1632,4	1633				0	B	-
225	14	1633,4	1634				0	B	-
225	14	1634,8	1639,3	1634,8	1637		18	B	Вода с содержанием углеводородов
225	14	1634,8	1639,3	1637,7	1638,7		6	B	Вода с содержанием углеводородов
225	14	1656,5	1658	1656,5	1658		65	М-II-2	Нефть с небольшим содержанием воды

Результаты PLT исследования в период добычи показало поступление основного притока жидкости с горизонта М-II-2. После изоляции нижнего интервала, при перерасчете в процентном соотношении приток жидкости на пласты составляют: С - 31,4%, В – 68,6%.

В апреле 2016г скважина остановлена по причине отсутствия приемистости в следствии закупорки штуцера. После проведения ПРС в октябре 2016г, скважина запущена под нагнетание.

Эффективность работы системы заводнения Северного свода I объекта можно оценить на основе результатов трассерного исследования, проведенного в январе 2016г. Закачка трассеров производилась в нагнетательную скважину №225, в качестве потенциально возможных реагирующих скважин были выбраны 10 добывающих скважин (№№ 215, 216, 218, 227, 228, 245, 251, 295, 306, 413). В процессе проведения исследования установлена гидродинамическая связь со всеми 10 добывающими скважинами, в которых по полученным пробам зафиксирован выход индикатора. При этом выход индикатора по добывающим скважинам крайне неравномерен. Основной объем трассера (52.1%) вынесен одной скважиной №245. Концентрации флуоресцеина натрия, обнаруженные в пробах из данной скважины, на протяжении всего времени выхода индикатора на порядок превышали концентрации, обнаруженные в других добывающих скважинах, принимавших участие в исследовании. Минимальный выход трассера зафиксирован по скважинам №251 (0.8%), №295 (1.6%) и №228 (2.5%). Это, вероятно, обусловлено невысокими суточными дебитами и относительно невысокой обводненностью этих скважин. Среднесуточная добыча воды в этих скважинах не превышает 30 м³/сут (рисунок 3.2.10).

Первая порция меченого раствора была обнаружена в добывающих скважинах 216, 218 и 245 уже в первые сутки наблюдения, однако и концентрации и время выхода трассера были весьма незначительны. Выход основного объема меченой жидкости стал происходить по всем добывающим скважинам, начиная с 11-12 суток исследования, и продолжался в течение 7-8 суток. Рассчитанные средневзвешенные по массе выхода индикатора скорости фильтрации незначительны и находятся в пределах от 39 м/сут (скв. №227) до 165 м/сут (скв. №218).

В 2016 г. гидродинамические исследования горизонта М-II-1 на северном куполе месторождения Центральный Акшабулак проводились на скважинах №№228, 245, 251, 306 и 413. По результатам проведенных исследований по скважине 245 проницаемость составляет 27.1 мД, по скв. 251 – 21.3 мД, по скв. 306 – 24.1 мД, по скв. 228 – 50.1 мД. Максимальное значение проницаемости (60.4 мД) выявлено по скв. №413. Эти данные хорошо сопоставляются с результатами расчетов проницаемостей каналов НФС, произведенных по результатам индикаторных исследований. Так, наибольшее значение

проницаемости, выявленное трассированием флуоресцеина натрия, происходит также по направлению к скважине №413. В целом по участку нагнетательной скважины №225 средневзвешенная проницаемость каналов низкого фильтрационного сопротивления изменяется в пределах от 5.7 (скв. №251) до 50.8 мкм², в среднем составляет 24.5 мкм².

Незначительные расчетные скорости фильтрации и, соответственно, относительно невысокие расчетные значения проницаемости, вероятно, обусловлены недавним вводом в эксплуатацию нагнетательной скважины 225. Согласно промысловым данным, на протяжении 7 месяцев скважина работала с приемистостью около 5 м³/сут. После проведения ПРС по очистке забоя 22.10.2016г скважину запустили в работу со средней приемистостью около 160 м³/сут, т.е. до начала проведения трассерных исследований скважина работала чуть более одного месяца, что, очевидно, недостаточно для заполнения межскважинного порового пространства.

Суммарный эффективный объем каналов фильтрации в целом по участку составляет 2243.3 м³. Суммарная толщина трещин 213.1 мм. Большая часть этих объемов приходится на направление к скважине №245, из которой извлечено значительное количество меченой флуоресцеином натрия жидкости.

Схема распределения индикатора флуоресцеина натрия показана на рисунке 3.2.11.

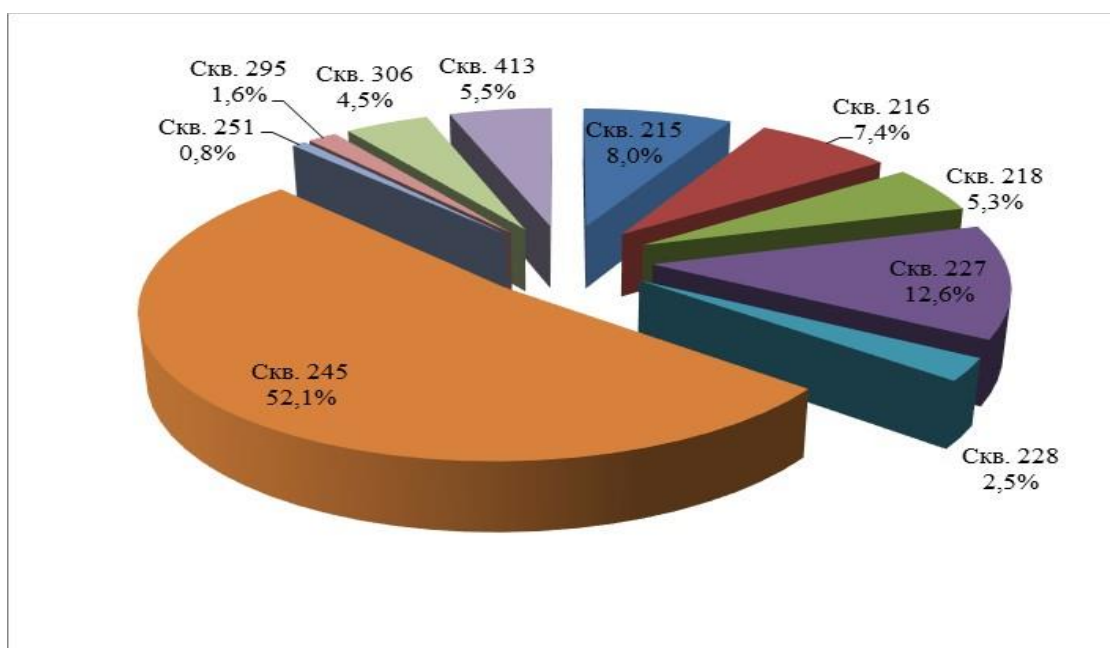


Рис. 3.2.10. Блок-диаграмма распределения извлеченного индикатора флуоресцеина натрия по добывающим скважинам

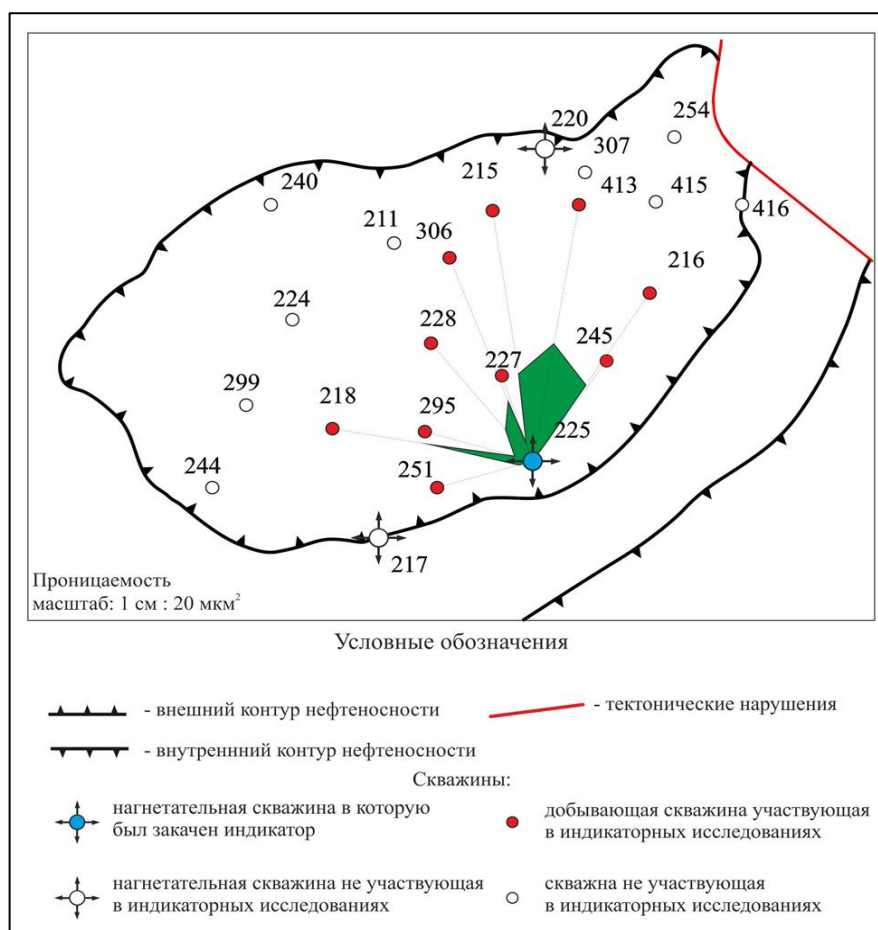


Рис. 3.2.11. Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины 225

Для определения эффекта от ОРЗ произведен расчет математическим методом по падению добычи нефти. Метод заключается в построении экспоненциальной кривой падения по базовому периоду, который характеризуется стабильностью по дебиту нефти и жидкости. Дополнительная добыча нефти от закачки воды с ОРЗ по Северному своду составила 211,7 тыс.т.

На Южном своду закачка воды проводится 7 нагнетательными скважинами №№214, 221, 241, 247, 249, 250, 424 из них под ОРЗ находятся 6 скважин №№214, 241, 249, 221, 247, 250, 424. Накопленная закачка воды на дату отчета составляет 569,8 тыс.м³.

Нагнетательная скважина №214

Скважина №214 введена в эксплуатацию в ноябре 2007г под добычу на горизонт М-II-1 в интервалах 1618,6-1619,3м, 1620,6-1623,6м, 1625,6-1626,9м (пласт D); 1635,5-1637м (пласт С); 1641,9-1642,9м (пласт В) и в ноябре 2015г переведена под нагнетание при достижении обводненности 95% и снижения дебита скважины по нефти до 1,6 т/сут.

Общий объем закаченной воды составляет 196,1 тыс.м³.

Таблица 3.2.12 - Результаты PLT исследования в скважине №214 (27.11.2007г)

Скв	Штуцер , мм	Интервал перфорации		Интервалы притока		Дебит жидкости , м ³ /сут	Доля дебита, %	Плас т	Состав притока
		Кровля	Подошва	Кровля	Подошва				
214	10	1618,6	1619,3	-	-	33	-	D	-
214	10	1620,6	1623,6	-	-		-	D	-
214	10	1625,6	1626,9	-	-		-	D	-
214	10	1635,5	1637	1635,9	1636,9		84	C	Нефть
214	10	1641,9	1642,9	1642,1	1642,9		16	B	Нефть+вода

Результаты PLT исследования в ноябре 2007г показали отсутствие притока с пласта D и основной приток жидкости с пласта С - 84%.

По причине отсутствия притока жидкости с пласта D (таблица 3.2.13), основной объем совместной закачиваемой воды в пласты С+D может поступать только в пласт С (по результатам PLT – хорошо работающий пласт, приток жидкости составил 84%), следовательно, влияние на пласт D от ОРЗ в скважине №214 отсутствует. Рекомендуется вести отдельный учет закачиваемой воды в пласты D и С.

Период закачки с декабря 2015г по август 2016г, когда были установлены одинаковые штуцера 12мм на оба интервала D+C и B рассматривается как закачка воды без ОРЗ.

Нагнетательная скважина №249

Введена в эксплуатацию в декабре 2015г прострелом интервалов 1627-1631м (D); 1642-1648,5м (пласт С) под нагнетание с технологией ОРЗ. Всего объем закаченной воды составляет 58,7 тыс.м³, в пласт D – 45,9 тыс.м³, в пласт С – 12,8 тыс.м³, при средней приемистости скважины 51,9 м³/сут.

За время организации ОРЗ на каждый пласт (D и С) единожды установлены штуцера по 12 мм, при этом основной объем воды поступает в пласт D.

Нагнетательная скважина №241

Введена в эксплуатацию в декабре 2009г под добычу нефти на пласт М-II-1 в интервалах 1610,5-1613,5м (пласт D); 1624,5-1628м, 1629,5-1633,5м (пласт С); 1636-1641м (пласт В), 1645-1647м (пласт А). В июле 2010г произвели изоляцию водопритока с пласта А В октябре 2015г переведена под ОРЗ после достижения обводненности продукции скважины 92%, дебита по нефти – 6,5 т/сут.

Общий объем закаченной воды составляет 250,0 тыс.м³, из них за период ОРЗ в пласт D – 71,9 тыс.м³, в пласт С – 87,9 тыс.м³, в пласт В – 40,0 тыс.м³, при средней приемистости 197,9 м³/сут.

Таблица 3.2.13 - Результаты PLT исследования в скважине №241 (07.07.2010г)

Скв.	Интервал перфорации		Интервалы притока		Дебит жидкости, м ³ /сут	Доля дебита, %	Пласт	Состав притока
	Кровля	Подошва	Кровля	Подошва				
241	1611,5	1613,5	1612,4	1613,1	148	1,1	D	вода, следы нефти
241	1624,5	1628	1624,5	1625,2		0,3	C	вода, следы нефти
241	1624,5	1628	1625,6	1626,7		0,8	C	вода, следы нефти
241	1629,5	1633,5	-	-		-	B	-
241	1636	1641	1637,9	1639,7		1,5	B	вода, следы нефти
241	1636	1641	1640,6	1641		51	B	вода, следы нефти
241	1636	1641	1641	1641,4		41,3	B	вода, следы нефти
241	1636	1641	1642,6	1643,5		2,6	A	вода
241	1636	1641	1643,8	1644,6		0,6	A	вода
241	1636	1641	1648,3	1649,8		0,8	A	вода

Как видно по результатам PLT, основной приток жидкости приходится на пласт В.

По нагнетательной скважине №241 Южного свода проведено исследование индикаторным методом.

В процессе проведения исследований установлена гидродинамическая связь с 8 добывающими скважинами (№№203, 213, 219, 229, 237, 246, 247, 298), в которых по полученным пробам зафиксирован выход индикатора. По скважине №203 наряду с периодической остановкой насоса (высокая температура ПЭД) часто наблюдались газопроявления. В скважине №250 также часто наблюдались газопроявления. В связи с этим интерпретация данных по этим двум скважинам не представляется возможной. Выход реагента в ближайших от нагнетательной скважинах (№№213, 219, 229) был выявлен уже в первых отобранных пробах через 9-10ч после начала закачки. В целом, выход динатрия фосфата по добывающим скважинам происходил достаточно равномерно и продолжался в среднем в течение 8 суток. Максимальный процент выхода индикатора зафиксирован в наиболее близко расположенных скважинах 219 (27.1%) и 213 (22.8%). Также в пробе из скважины №219, отобранной на 3 сутки исследования, была выявлена максимальная концентрация трассера динатрий фосфата – 1.48 мг/дм³. Наименьший вынос меченой жидкости отмечен по наиболее удаленной и малодебитной скважине №246 (рисунок 3.2.12).

Средневзвешенные по массе выхода индикатора скорости фильтрации по пласту меченой жидкости находятся в пределах от 269 до 1056 м/сут. Минимальные скорости отмечены по направлению к удаленной скважине 237 (269 м/сут) и по направлению к малодебитной скважине 249 (270 м/сут). Максимальная средневзвешенная скорость фильтрации (1056 м/сут) отмечена в западном направлении к добывающей скважине 298. По остальным реагирующим скважинам, участвующим в исследовании, расчетные средневзвешенные скорости фильтрации составили 412 м/сут (скв. 219), 432 м/сут (скв. 213), 572 м/сут (скв. 229), 730 м/сут (скв. 247).

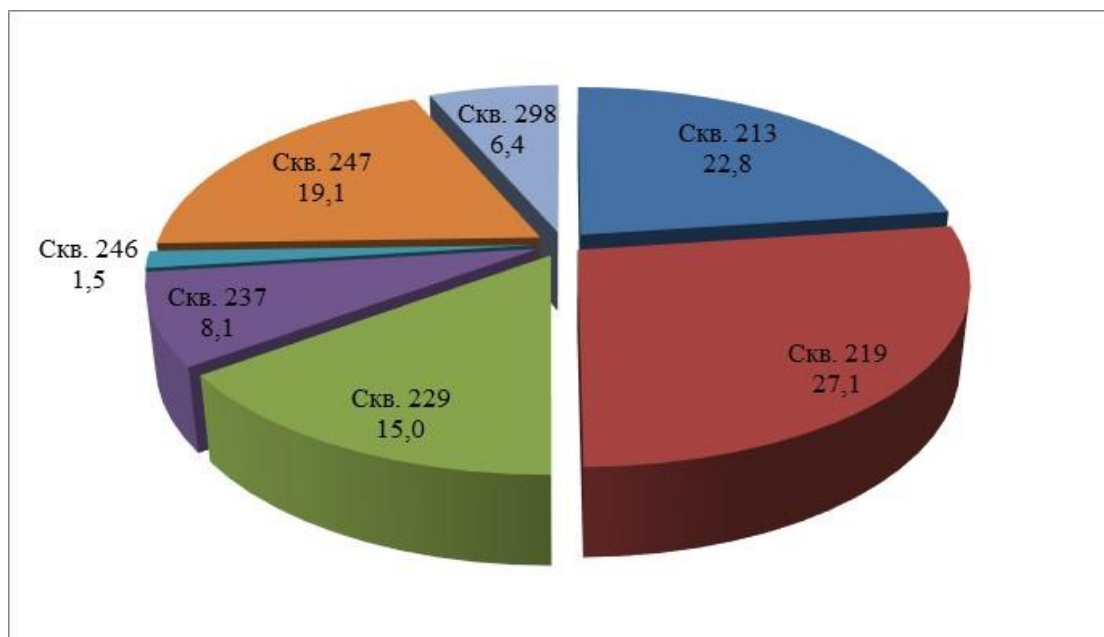


Рис. 3.2.12. Блок-диаграмма распределения извлеченного индикатора динатрий фосфата по добывающим скважинам Южного свода

Основываясь на диаграмме распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины 241 (рис. 3.2.13), каналы НФС прослеживаются, в основном, в западном и юго-западном направлениях к скважинам 247 (248.5 мкм²) и 298 (248.5 мкм²). Минимальная средневзвешенная проницаемость (45.8 мкм²), полученная по результатам трассерных исследований, зафиксирована по направлению к скв. 213. Проницаемость каналов низкого фильтрационного сопротивления на остальных реагирующих скважинах составляет 77.9 (скв. 237), 80.8 (скв. 229), 94.2 (скв. 219), 102.6 (скв. 246).

Суммарный эффективный объем каналов фильтрации в целом по участку составляет 398.1 м³. Наибольшая суммарная толщина трещин характерна для скважин с наибольшим выходом индикатора по массе – это скважины №№213 и 219. Суммарная толщина трещин составляет 32.9 мм.

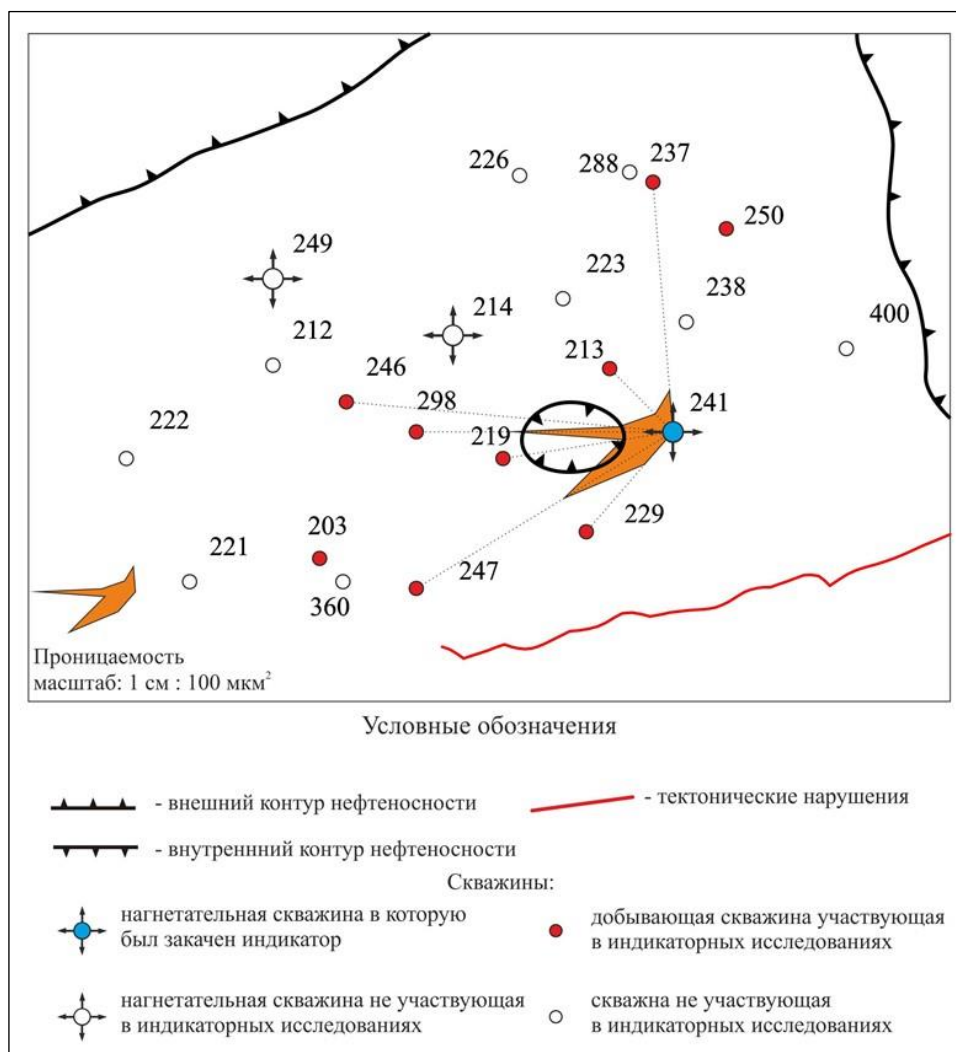


Рис. 3.2.13. Роза-диаграмма распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины №241

II Объект

Система ППД на II объекте организована в сентябре 2011г путем ввода под закачку скважин №№270, 271, пробуренных в водоносной части русла 4 горизонта Ю-0-16.

С июля 2015г закачка воды по руслу 4 (горизонт Ю-0-16) ведется 1 нагнетательной скважиной №270, скважина №271 переведена в нагнетательный фонд V объекта. В октябре 2019г в нагнетательный фонд введена скважина №400. Также на дату отчета скважина по скважине №460 ведется закачка в русловую часть Ю-0-1 горизонта.

В целом по объекту закачка ведется по 4 нагнетательным скважинам, в т.ч.: по скважине №424 с 2021 года ведется одновременно-раздельная закачка на I объект, на русловую часть горизонта Ю-0-1 – II объект и Ю-0-2 (IV объект).

В 2022г всего закачено 157,9 тыс.м³ воды, среднегодовая приемистость на одну скважину составила 127 м³/сут. Текущая компенсация составила 28,2%. В целом по объекту на 01.01.2023г закачено 1549,4 тыс.м³, что соответствует накопленной коменсации в 22,9%.

III Объект

Внедрение системы поддержания пластового давления горизонта Ю-III начато в 2002г закачкой воды в скважину №300.

По состоянию на 01.01.2023г на III объекте накопленный объем закачки составил 58 088,7 тыс.м³, накопленная компенсация оценивается в 81,7%. Фонд нагнетательных скважин составляет 11 ед., из них все действующие.

За 2022г всего закачено 3483,6 тыс.м³ воды, среднегодовая приемистость при работе 11 скважин составила 943,3 м³/сут. Текущая компенсация составила 145,8%.

IV Объект

Система ППД введена в 2021 году путем организации ОРЗ по нагнетательной скважине №424 (на I, II, IV объекты).

Годовая добыча за 2021-2022 года составили 23,1 и 84,6 тыс.т соответственно. Текущая компенсация за последний год составляет 27,2%.

Всего с начала внедрения ППД закачено 107,7 тыс.м³ воды, что соответствует 10,2%

V Объект

Система ППД на V объекте внедрена в августе 2016г путем перевода скважины №271 из II объекта, в сентябре 2017г введены две скважины под закачку воды №№360 и №362, в сентябре 2018г переведена скважина №9.

По состоянию на 01.01.2023г на V объекте накопленный объем закачки составил 1326,2 тыс.м³, накопленная компенсация оценивается в 49,4%. Фонд нагнетательных скважин составляет 3 ед., скважина №9 в 2022 году выбыла в наблюдательный фонд.

За 2022г всего закачено 239,6 тыс.м³ воды, среднегодовая приемистость при работе 3 скважин составила 268,8 м³/сут. Текущая компенсация составила 80,4%.

3.2.3 Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков

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

По состоянию на 01.01.2023г накопленная добыча нефти по месторождению составляет 46 651 тыс.т, что составляет 87,6% отборов от начальных извлекаемых запасов нефти, при обводненности добываемой продукции 75%. Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 3.1.14.

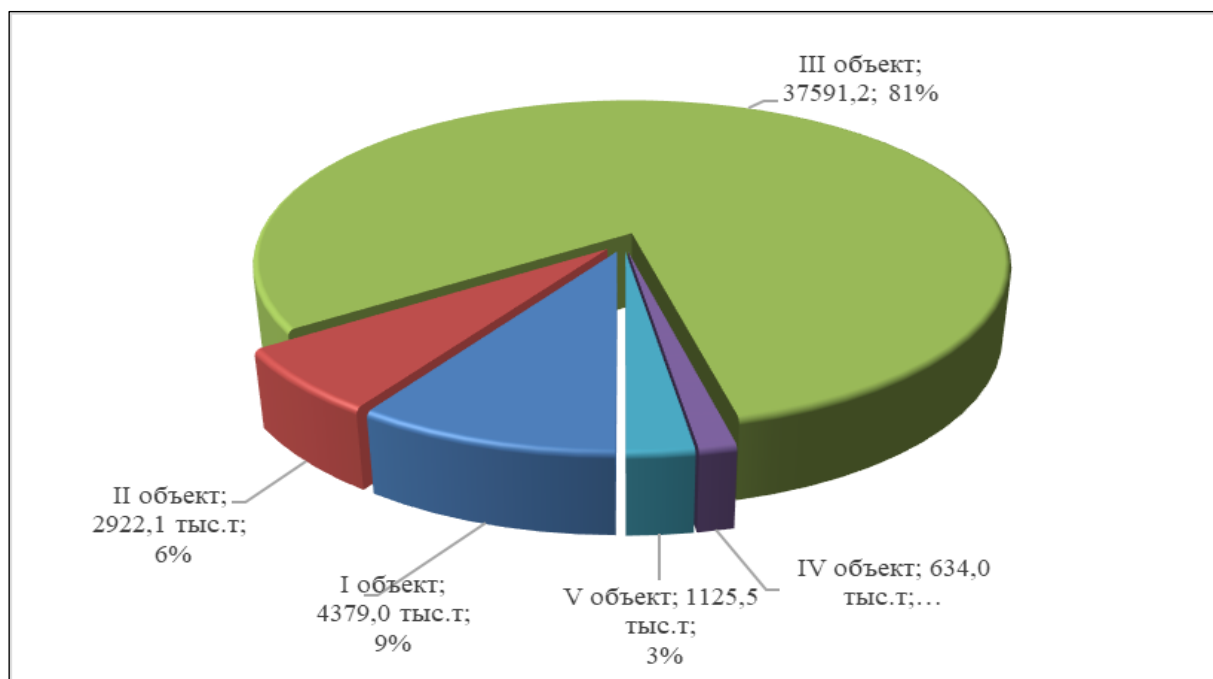


Рис. 3.2.14. Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки

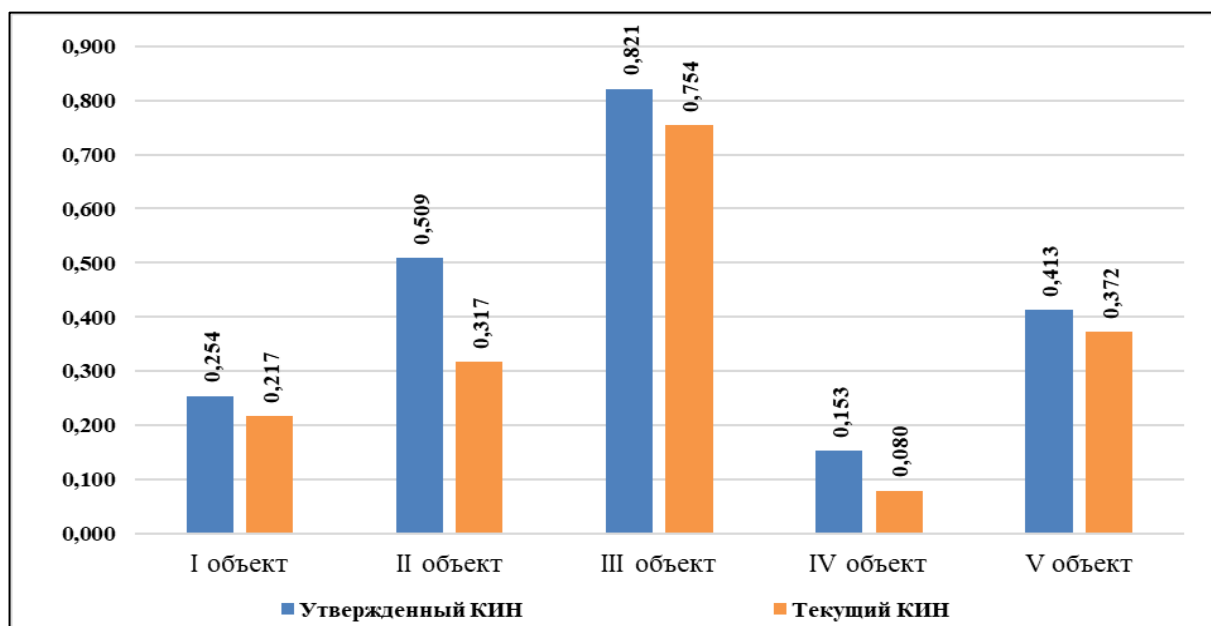


Рис. 3.2.15 Сопоставление утвержденных и текущих КИН по объектам разработки

Основная доля накопленной добычи нефти 81% приходится на III объект, по которому текущий КИН достиг значения 0,754 доли ед. На долю объектов I и II приходится всего 6% и 9% соответственно. Текущие значения КИН по I объекту составляет 0,217 доли ед., по II объекту – 0,317 доли ед. Самым низким темпом отбора и выработанностью характеризуется IV возвратный объект (нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1, Ю-0-2 и Ю-I), по которому на дату отчета отобрано 52% от НИЗ.

Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категория В+С1) по месторождению оценивается в 6 627 тыс.т, из которых 50,3% (3 331 тыс.т) приходится на объект III.

Учитывая распределение начальных и текущих извлекаемых запасов нефти, очевидно, что дальнейшие тенденции и перспективы разработки месторождения Акшабулак Центральный по-прежнему будут определяться эффективностью разработки основного объекта III.

Анализ выработки запасов нефти I объекта

В действующем проектном документе меловые горизонты выделены в I эксплуатационный объект, на долю которых приходится 22,3% от начальных геологических запасов нефти месторождения (категории В+С1),

Разработка объекта ведется с высокой обводненностью, тенденция динамики которого ежегодно увеличивается.

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти I объекта

Распределение начальных извлекаемых запасов нефти объекта I по горизонтам и категориям запасов наглядно представлено на рисунке 3.2.16, по зонам насыщения на рисунке 3.2.17.

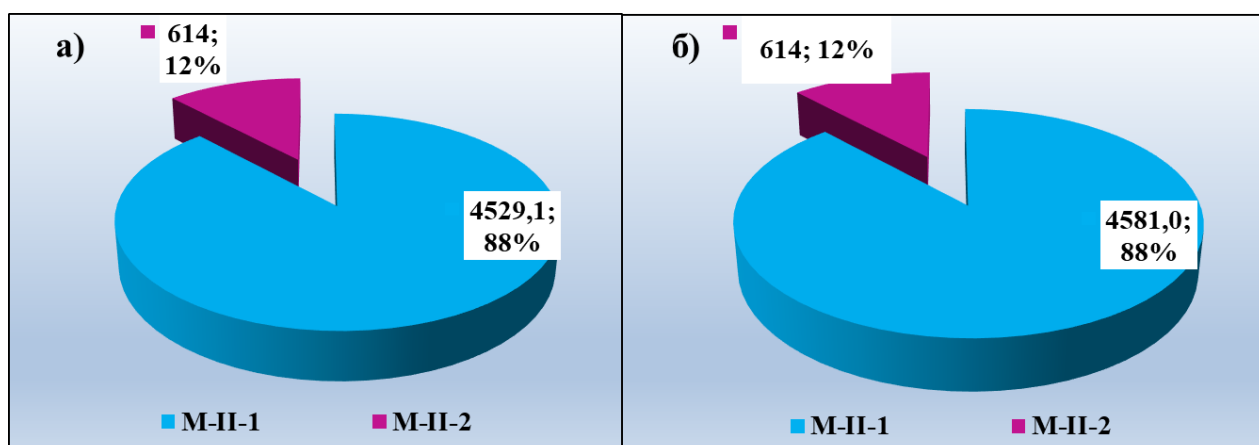


Рис. 3.2.16. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта I и категориям запасов нефти, а) - Категория – В+С1, б) – Категория В+С1+С2

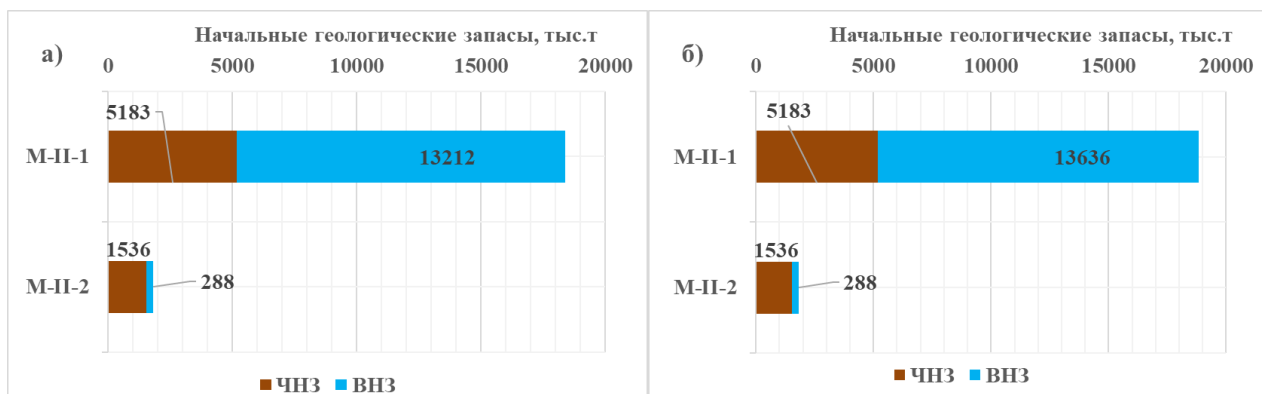


Рис. 3.2.17. Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту I относительно зон насыщения, а) - категория В+С1, б) - категория В+С1+С2

Основные геологические и извлекаемые запасы (64,6%) нефти сосредоточены в водонефтяной зоне продуктивных горизонтов М-II-1 и М-II-2.

Более 50% промышленных геологических и извлекаемых запасов нефти содержится на Северном своде горизонта М-II-1, на Южный свод горизонта М-II-1 приходится более 30% запасов и на горизонт М-II-2 приходится 7% геологических и 10% извлекаемых запасов нефти.

Анализ показателей выработки I объекта

Основные показатели, характеризующие состояние выработки продуктивных горизонтов объекта I на 01.01.2023г представлены в таблице 3.2.14.

Таблица 3.2.14 - Основные показатели выработки запасов нефти объекта I на 01.01.2023г

№ пп	Параметр	Северный свод	Южный свод	Объект I
		М-II-1+М-II-2	М-II-1	
1	Начальные геологические запасы нефти В+С ₁	11949	8270	20219
2	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С ₁	3121,5	2021,6	5143,1
3	Утвержденный КИН	0,261	0,244	0,254
4	Текущий КИН	0,216	0,217	0,217
5	Накопленная добыча нефти	2580,5	1795,5	4379,0
6	Отбор от НИЗ	82,7	88,8	85,1
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	541,0	226,1	764,1

За весь период разработки в целом по объекту накопленная добыча нефти составила 4379 тыс.т, при этом в эксплуатации перебывало 106 добывающих скважин. Отбор от НИЗ оценивается на уровне 85,1%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 83,6. Значение текущего КИН составляет 0,217 доли ед., при утвержденном значении 0,254 доли ед. На дату выполнения проекта остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 764,1 тыс.т. Выработка по северному своду – 82,7%, по южному своду – 88,8%.

Таким образом, дальнейшие перспективы разработки объекта I в основном будут связаны с успешностью проведения геолого-технических работ для оптимизации работы существующего фонда скважин.

Анализ выработки запасов нефти объекта II

В качестве II эксплуатационного объекта проектным документом были выделены русловые отложения горизонтов Ю-0-1б, Ю-0-2 и Ю-I, на долю которых приходится 8,7% от начальных извлекаемых запасов нефти месторождения (категории В+С₁)

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти объекта II

Распределение начальных извлекаемых запасов нефти II объекта по горизонтам и категориям запасов наглядно представлено на рисунке 3.2.18, относительно зон насыщения на рисунке 3.2.19.

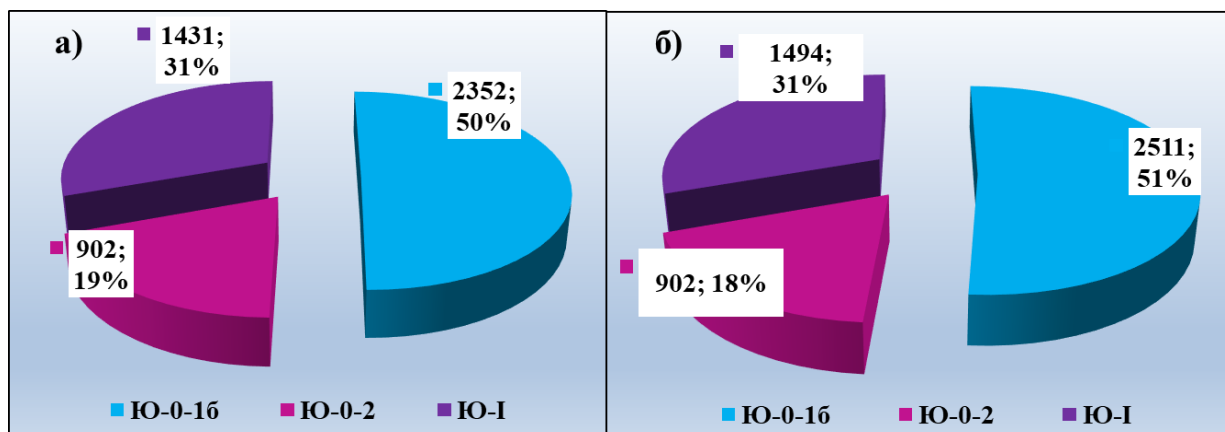


Рис. 3.2.18. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта II и категориям запасов нефти, а) - Категория – В+С₁, б) – Категория В+С₁+С₂

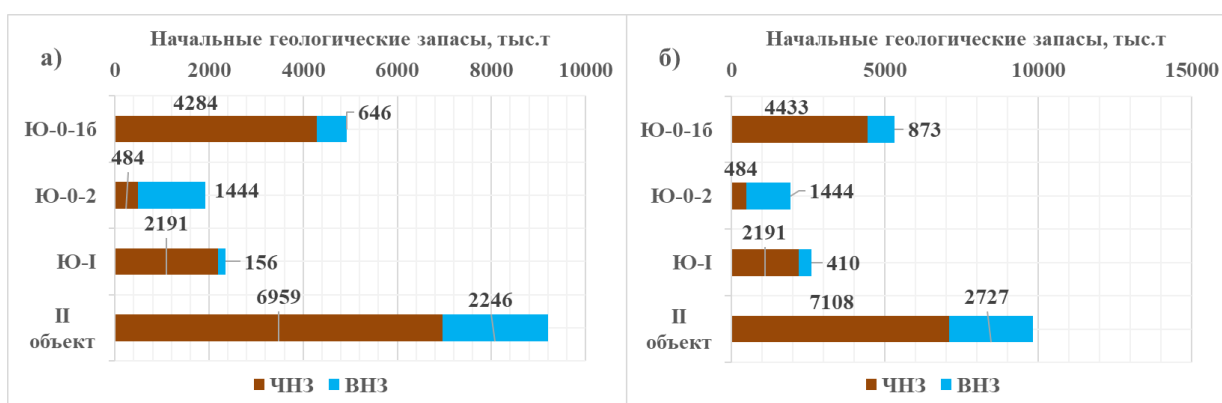


Рис. 3.2.19. Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту II относительно зон насыщения, а) - категория В+С₁, б) - категория В+С₁+С₂

Основная доля начальных геологических и извлекаемых запасов нефти промышленной категории приходится на горизонт Ю-0-16 (русло 2 и 4) и составляет 53,6% и 50,2% соответственно, следующим по содержанию запасов нефти является русло 5 горизонта Ю-I – 25,5% и 30,5%, на долю русла 3 приходится 20,9% геологических и 19,2% извлекаемых запасов.

Анализ показателей выработки объекта II

Основные показатели, характеризующие состояние выработки руслых отложений II объекта на 01.01.2023г представлены в таблице 3.2.15.

По состоянию на 01.01.2023г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 2921 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 62,3%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 82,1%, дебит по нефти 19,8 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,317 доли ед., при утвержденном значении 0,509 доли ед. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 1764 тыс.т.

Далее рассмотрим состояние выработки запасов нефти по каждому из русел продуктивных горизонтов Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1 и по сводам, входящих в эксплуатационный II объект. Совместное вскрытие продуктивных горизонтов не осуществлялась, что дает возможность оценить выработанность каждого геологического тела (русла).

Русло 2 залегает в северном и южном сводах горизонта Ю-0-1б, накопленная добыча нефти на дату отчета составляет 410,8 тыс.т, при отборе от НИЗ 56,4%, текущий КИН достиг значения 0,292 доли ед.

Тип залежи северного свода представлена пластово-сводовой, тектонической экранированной с юга разломом f_2 . Скважины вскрывшие русловые отложения характеризуются большой нефтенасыщенной мощностью от 6,1 до 13,3м. По данным ГИС скважины №262 (пробурена в конце 2014г) отмечается продвижение ВНК, текущий уровень по данным ГИС отбит на глубине -1581м, что на 24м выше начального -1604,8м. (рис. 3.2.20.).

Показатели выработки северной части русла более стабильные по сравнению с южным сводом. Текущий КИН достиг значения 0,328 доли ед., при утвержденном значении 0,502 доли ед.

Залежь южного свода пластово-сводовая. В добывающем фонде пребывало две скважины №№208, 289. На дату отчета в эксплуатации находится одна добывающая скважина №208, скважина №289 переведена на I объект, т.к. по скважине получены низкий дебит нефти, что возможно связано с расположением скважины на границе «песчаного тела», что подтверждается маленькими нефтенасыщенными толщинами.

По южному своду русла 2 отобрано 82,0 тыс.т, что составляет 53,2% отбора от НИЗ, текущий КИН достиг 0,313 доли ед., при утвержденном его значении 0,587 доли ед. Текущее состояние разработки южной части русла ставит под сомнение достижение утвержденного КИН без применения интенсификации добычи нефти и ГТМ.

Русло 3 горизонта Ю-0-2 самостоятельно вскрывался и эксплуатировался в 3 добывающих скважинах, из которых 2 скважины №№7 и 421 расположены на южном своде, скважина №13 на северном своде.

Тип залежи северного свода – массивный с подошвенной водой. Начальный ВНК северного свода принят на отметке -1628,4 м. Северная часть русла характеризуется низкими показателями выработанности 35,3%, текущий КИН составляет 0,132 доли ед., при утвержденных 0,373 доли ед. По данным ГИС скважин №№ 350 и 365 (пробурены в 2008 и 2016 годах) участок представляется как обводненный, с текущей насыщенностью 0,42 и 0,22 соответственно, что указывает на продвижение и подъем ВНК. (рис. 3.2.21.)

Тип залежи южного свода можно представить, как массивный с подошвенной водой (внутренний контур прослеживается на небольшом участке в сводовой части в районе скважин №№7 и 363). Южный свод характеризуется более высокой выработанностью запасов относительно северной части, который составляет 64%, текущий КИН – 0,371 доли ед., при утвержденном 0,578 доли ед.

Начальный ВНК принят на отметке -1603,1 м, что на 25,3 метра выше северного свода. По данным ГИС скважин №№ 253, 282, 420, 357, 470, 421, 363 отмечается подъем ВНК, текущий уровень по данным ГИС скважин №№ 420, 470, 421, 363 (пробурены в 2015-2016 годах) отбит на глубине -1588-1591 м, что на 12-15 м выше начального -1603,1м. (рис. 3.2.19-3.2.30.) Скважина №421 характеризуется ростом обводненности во второй половине 2017 года – с 50% до 95%, ввиду положения нижних дыр интервала перфорации (-1588м) на уровне текущего положения ВНК. Скважина №7, расположенная в кровельной части объекта, полностью обводнилась, ввиду полной выработки запасов в зоне расположения. Нижний интервал перфорации скважины (-1585м) выше текущего положения ВНК на 5 м.

Русло 4 горизонта Ю-0-16 залегает лишь в южном своде объекта, в котором сосредоточены 30% от всех геологических запасов II объекта. Русло расположено в центральной части площади, где оно изгибом простирается в субширотном направлении. На дату отчета отбор от НИЗ достиг 58,2%, текущий КИН 0,268 доли ед. Проектный фонд скважин, предусмотренный в проектном документе реализован. На рисунке 3.4.11 представлена корреляционная схема по линии скважин №№ 270, 335, 283, 282, 424, 281, 204, 284, 257, 271. По данным ГИС скважины №257 (пробурена в начале 2016г) отмечается продвижение ВНК, текущий уровень по данным ГИС отбит на глубине -1576м, что на 23,3 м выше начального -1599,3.

Русло 5 горизонта Ю-I залегает лишь в северном своде объекта. Залежь по типу природного резервуара пластово-сводовая. Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 1096,9 тыс.т, отбор от НИЗ –76,7%. Текущий КИН достиг 0,467 доли ед., при утвержденном его значении 0,610 доли ед. Следует отметить, что в эксплуатации находятся всего 5 добывающих скважин, на долю каждого в среднем приходится по 67,8 тыс.т нефти от остаточных извлекаемых запасов. Дальнейшая разработка русла будет сопровождаться высокой обводненностью продукции скважин, т.к. отмечается подъем ВНК по данным ГИС скважин №№262, 296, 443, 444, пробуренных в 2014-2017гг. Текущий уровень отбит по скважине №444 на глубине -1616,1 м, что на 28,1 м выше начального.

С учетом текущего состояния разработки и показателей выработки запасов нефти предполагается, что без применения дополнительных мероприятий для интенсификации добычи нефти достижение утвержденного значения в целом по объекту будет

проблематична. Для решения данной задачи следует вовлечь в разработку невыработанные районы русловых залежей.

Таблица 3.2.15 - Основные показатели выработки запасов нефти объекта II на 01.01.2023г

№ пп	Параметр	Ед, изм.	Русло 2		Русло 3		Русло 4	Русло 5	Объект II
			север	юг	север	юг			
1	Начальные геологические запасы нефти В+С1	тыс.т.	1142	263	1036	892	3525	2347	9205
2	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С1	тыс.т.	573,8	154,4	386,4	515,4	1624,1	1431	4685
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,502	0,587	0,373	0,578	0,461	0,610	0,509
4	Текущий КИН	доли ед.	0,288	0,313	0,132	0,371	0,268	0,467	0,317
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	328,6	82,2	136,6	331,3	945,5	1096,9	2921,0
6	Отбор от НИЗ	%	57,3	53,2	35,3	64,3	58,2	76,7	62,3
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т.	245,2	72,2	249,8	184,1	678,6	334,1	1764,0

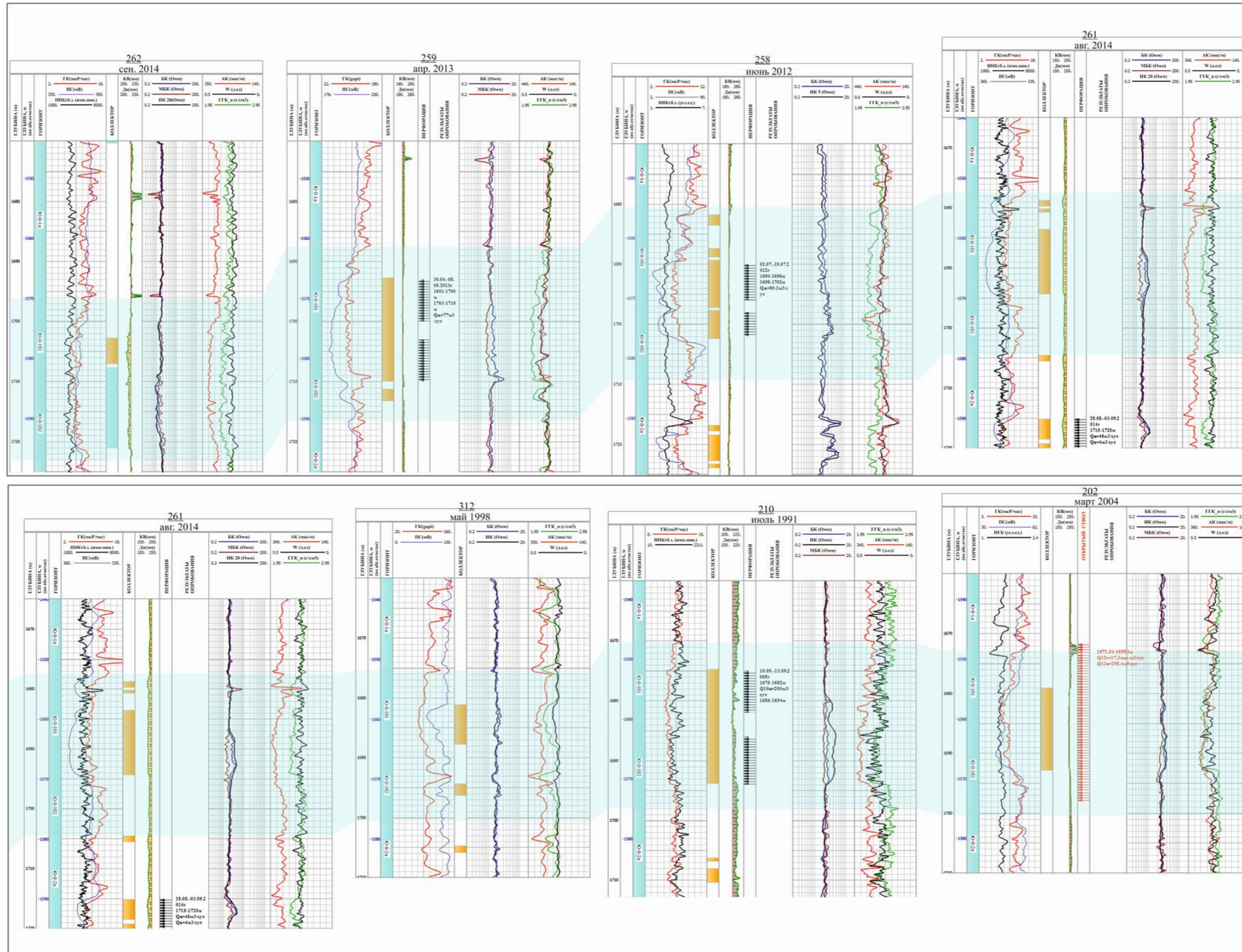


Рис. 3.2.20. Горизонт Ю-0-16, русло 2, северный свод. Корреляционная схема по линии скважин 262-259-258-261-312-210-202

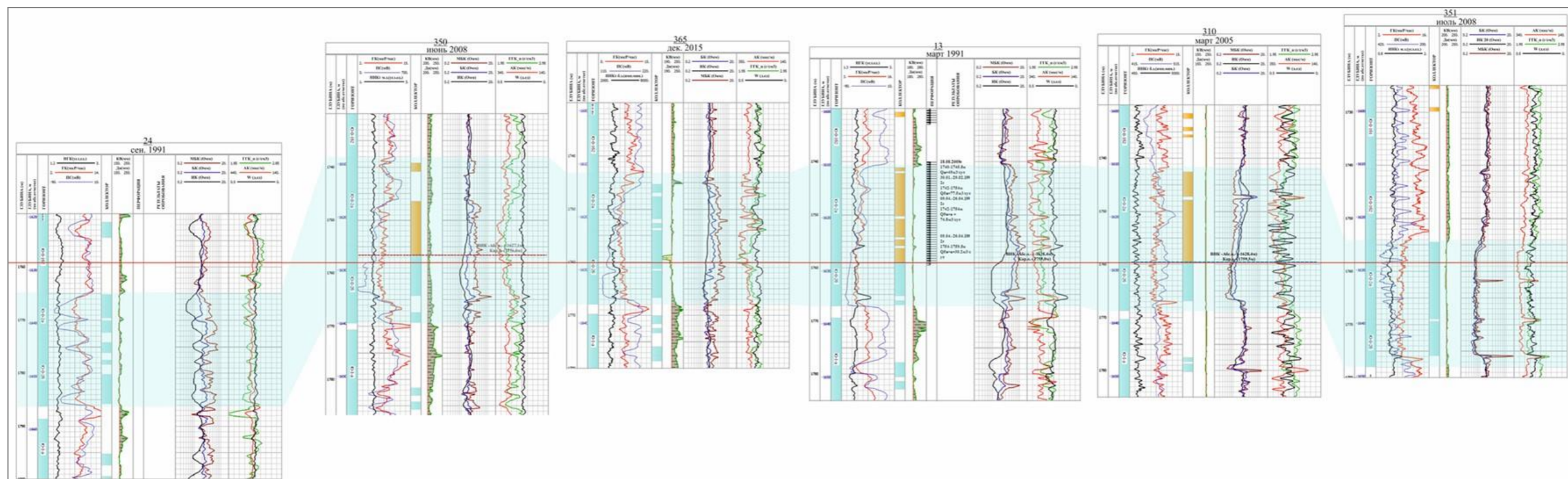


Рис. 3.2.21. Горизонт Ю-0-2, русло 3, северный свод. Корреляционная схема по линии скважин 24, 350, 365, 13, 310, 351

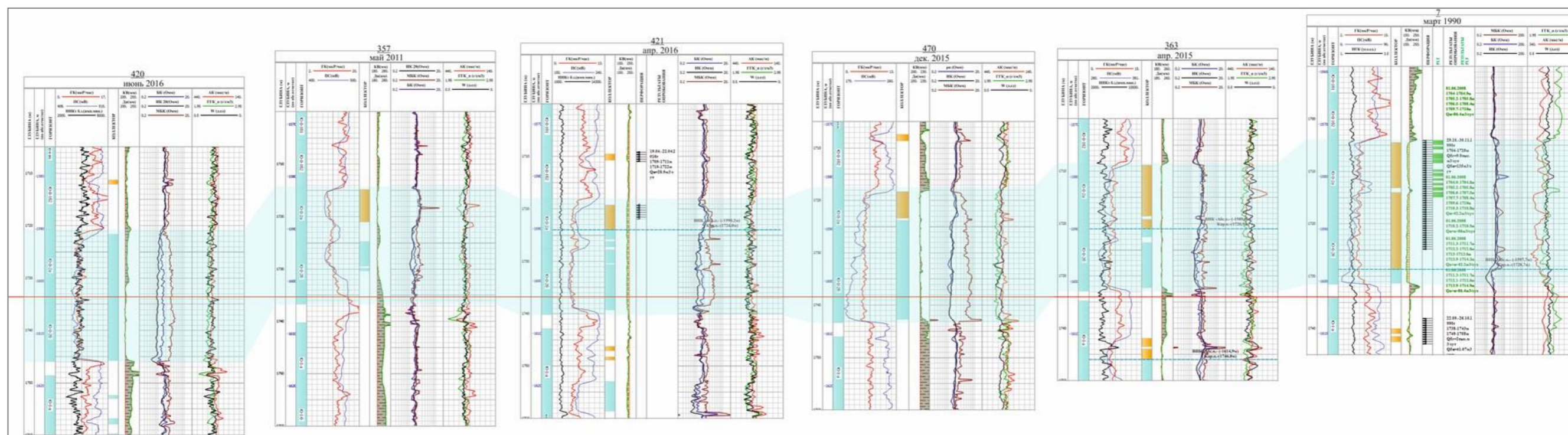


Рис. 3.2.22. Горизонт Ю-0-2, Русло 3, южный свод. Корреляционная схема по линии скважин 420, 357, 421, 470, 363, 7

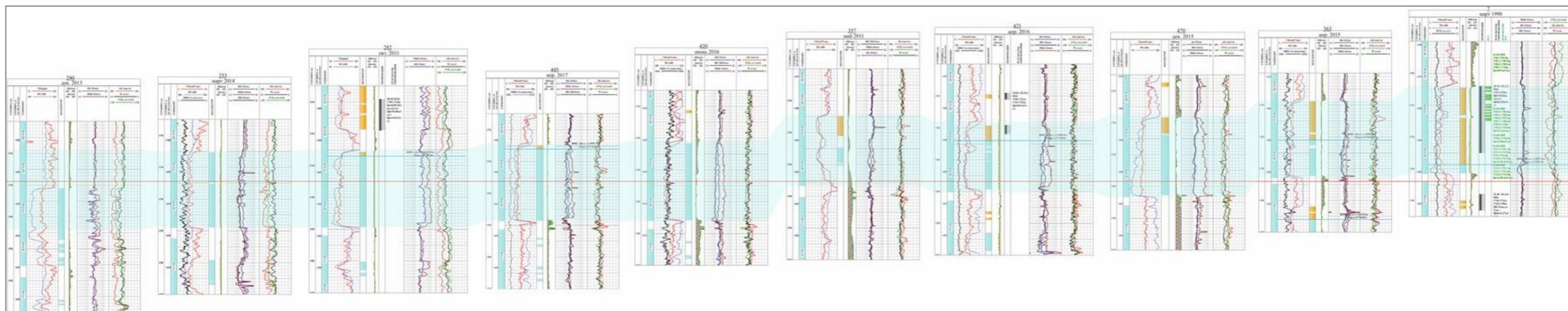


Рис. 3.2.23. Горизонт Ю-0-2, Русло 3, южный свод. Корреляционная схема по линии скважин 290, 253, 282, 445, 420, 357, 421, 470, 363, 7

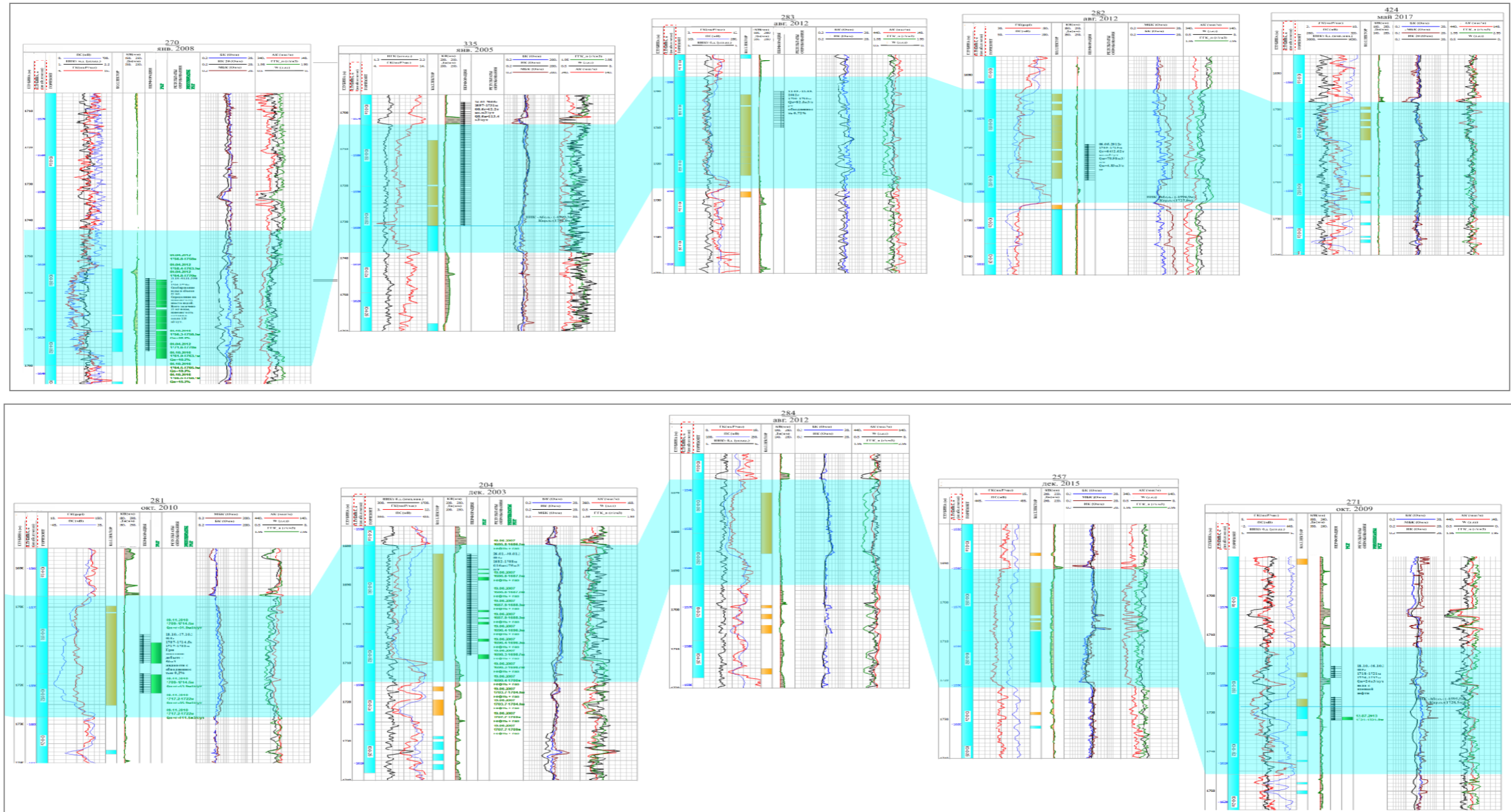


Рис.3.2.24. Горизонт Ю-0-16, Русло 4, южный свод. Корреляционная схема по линии скважин 270, 335, 283, 282, 424, 281, 204, 284, 257, 271

Анализ выработки запасов нефти III объекта

Согласно утвержденным проектным решениям, III объект включает два горизонта Ю-IIIа (карбонатный пласт) и Ю-III (терригенный пласт), характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами и величинами запасов нефти.

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти III объекта

Наглядное распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта III представлено на рисунке 3.2.25.

Основная доля начальных извлекаемых запасов нефти промышленной категории приходится на терригенный горизонт Ю-III и составляет 92,0% (или 37,5 млн.т), на долю карбонатного горизонта Ю-IIIа приходится всего лишь 8,0% (3,4млн.т).

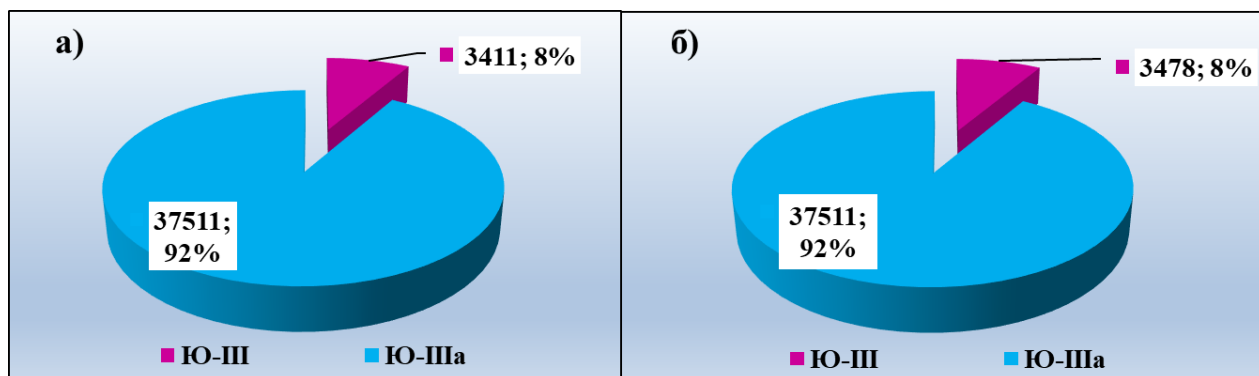


Рис. 3.2.25. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта III и категориям запасов нефти. а) - Категория V+C1. б) – Категория V+C1+C2

Оценить качество содержащихся в основном объекте запасов нефти, можно проанализировав их распределение относительно зон насыщения (рис.3.2.26).

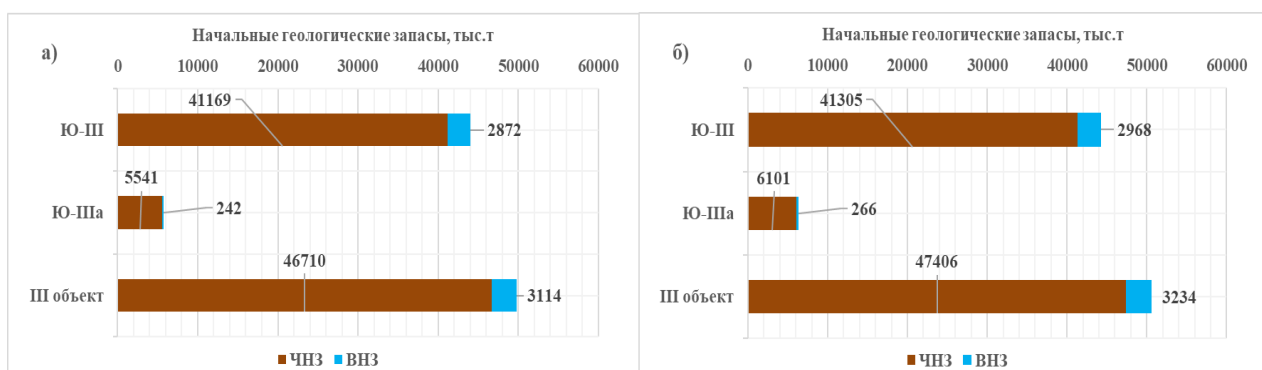


Рис. 3.2.26. Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту III относительно зон насыщения. а) - категория V+C1. б) - категория V+C1+C2

Из представленных данных можно отметить, что 93,6% запасов (V+C1+C2) III объекта приходится на нефтяную зону (ЧНЗ) и 6,4% на водонефтяную (ВНЗ). Запасы промышленных категорий распределены следующим образом: на нефтяную зону (ЧНЗ) приходится 93,7%, на водонефтяную (ВНЗ) 6,3%.

Таким образом, около 94% разведанных запасов нефти объекта III сосредоточены в терригенной части объекта (горизонт Ю-III), при этом большинство этих запасов (94%)

относится к ЧНЗ.

Анализ показателей выработки III объекта

По состоянию на 01.01.2023г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 37,6 млн.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 92%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 71,2%, дебит по нефти 41,2 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,754 доли ед. За весь период разработки III объекта в эксплуатации пребывало 73 добывающих скважин, удельный отбор на скважину 515 тыс.т.

Далее рассмотрим состояние выработки запасов нефти по каждому из продуктивных горизонтов Ю-IIIа и Ю-III, входящих в эксплуатационный III объект. Совместное вскрытие продуктивных горизонтов осуществлялась лишь по 15 перебивавшим в эксплуатации добывающим скважинам.

Пласт Ю-IIIт стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Залежь пластово-сводовая, экранированная разломами F1, f2, f5 и f6 и литологическим барьером. Коллектора имеют большие мощности, представлены прибрежными слабосцементированными песчаниками, песками разнородными с примесью гравия и карбонатов.

По горизонту Ю-III для выявления интервалов обводнения проведены исследования PLT в 50 добывающих скважинах, результаты, которых показывают подъем уровня ВНК. Для наглядности на рисунках 3.2.33-3.2.34. приведены результаты PLT по скважинам №№346, 349, 350, 423, 427. На примере скважин №№346, 349, 350, по которым проведены несколько исследований PLT видно, что при обводнении скважины вода к забою поступает именно по подошвенным перфорированным пластам после выработки их запасов, без прорывов по высокопроницаемым каналам. Равномерная выработка запасов по разрезу обуславливает также высокую эффективность разработки данного горизонта, что также доказывает потенциальную возможность увеличения проектного КИН за счет большего коэффициента заводнения.

Пласт Ю-IIIа стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Горизонт представляет собой единую залежь, пластово-сводовую, экранированную сбросами F1, f2, f3, f5 и f6. Коллектора представлены переслаиванием известняков, карбонатных песчаников и тонких песчаных линз, нефтенасыщенных, имеющих ограниченное распространение.

По горизонту Ю-IIIа в целях ГИС контроля проведены исследования PLT в 5 добывающих скважинах, результаты, которых также, как и по горизонту Ю-III показывают, что в разрезе добывающих скважин обводняются в первую очередь нижние интервалы перфорации (рис.3.3.27).

Основные показатели, характеризующие состояние выработки объекта III представлены в таблице 3.2.16.

Таблица 3.2.16 - Основные показатели выработки запасов нефти объекта III на 01.01.2023г

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Объект III
1	Начальные геологические запасы нефти В+С ₁	тыс.т.	49824
2	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С ₁	тыс.т.	40922
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,821
4	Текущий КИН	доли ед.	0,754
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	37591,1
6	Отбор от НИЗ	%	91,9
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т	3330,9

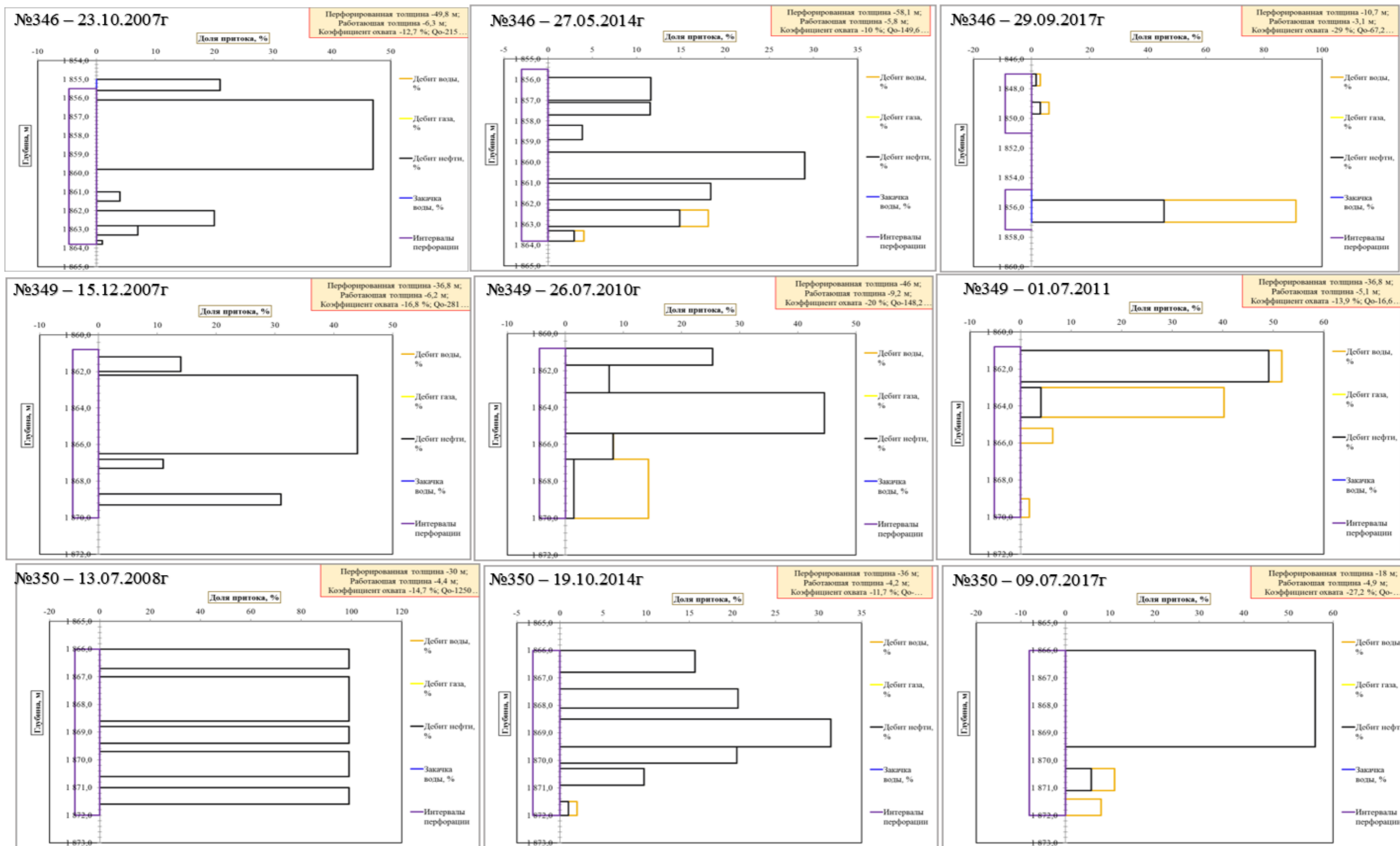


Рис. 3.2.27. Результаты исследований PLT по скважинам №№346, 349, 350 горизонта Ю-III

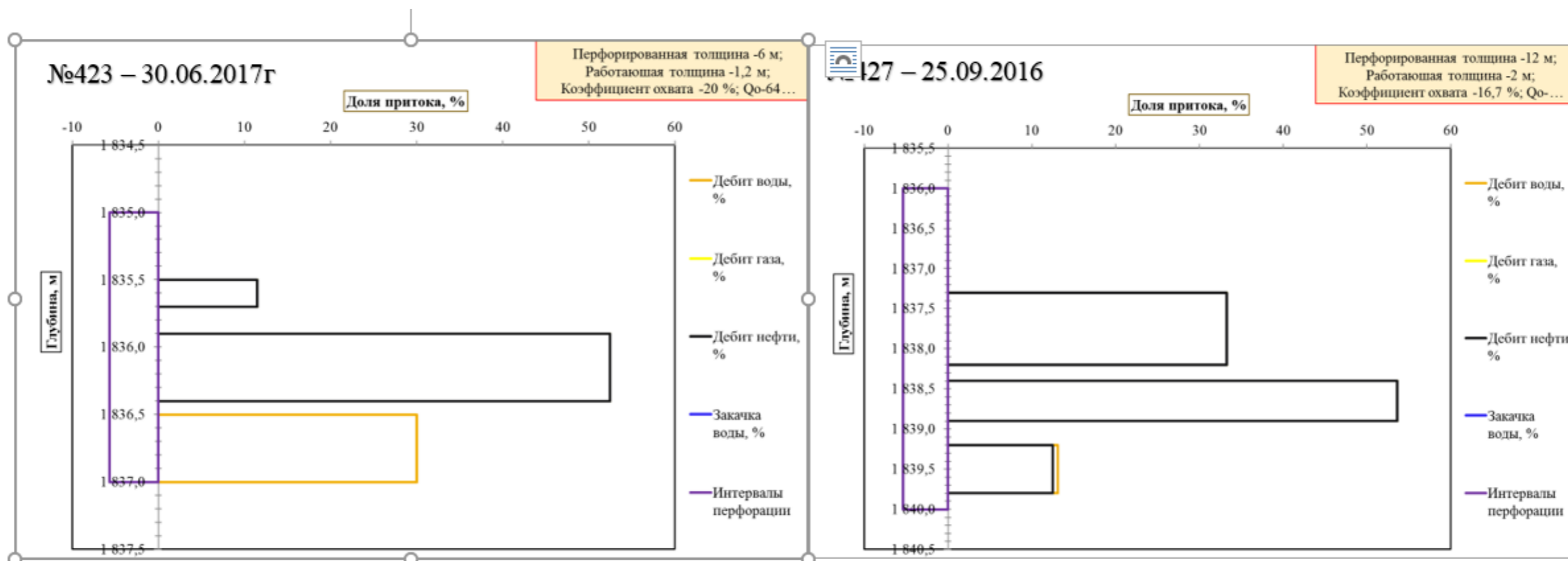


Рис. 3.2.28. Результаты исследований PLT по скважинам №№423, 427 горизонта Ю-Ш

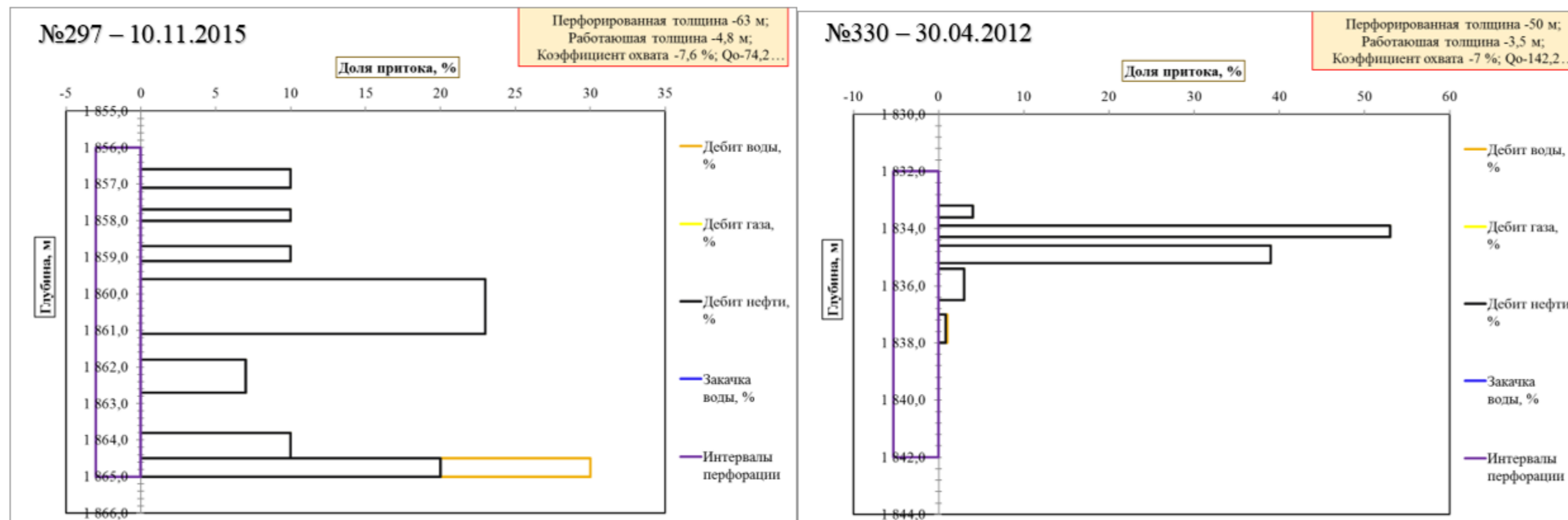


Рис. 3.2.29. Результаты исследований PLT по скважинам №№297, 330 горизонта Ю-Ша

Анализ выработки запасов нефти IV объекта

Нерусловые отложения горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2 и Ю-1 характеризуются низкими физико-емкостными свойствами коллекторов и неэффективностью целенаправленного бурения новых скважин, в связи с чем горизонты выделены как отдельный IV возвратный объект, который будет выработываться фондом возвратных скважин с III объекта и V объектов. Всего на объект приходится 8,8% от геологических и 2,3% от извлекаемых запасов месторождения.

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти IV объекта

Распределение начальных извлекаемых запасов нефти IV объекта по горизонтам и категориям запасов наглядно представлено на рисунке 3.2.30 относительно зон насыщения на рисунке 3.2.31.

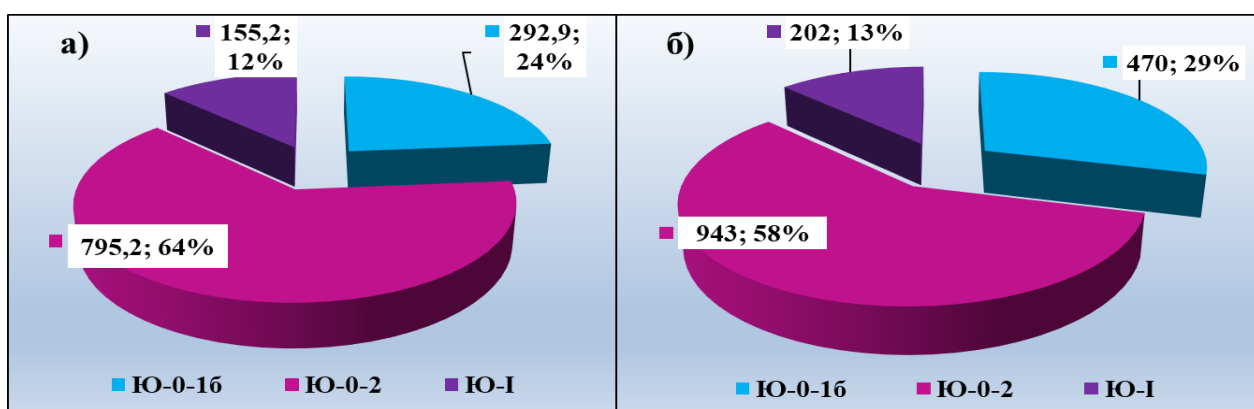


Рис. 3.2.30 Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам возвратного объекта и категориям запасов нефти. а) - Категория – В+С₁, б) – Категория В+С₁+С₂

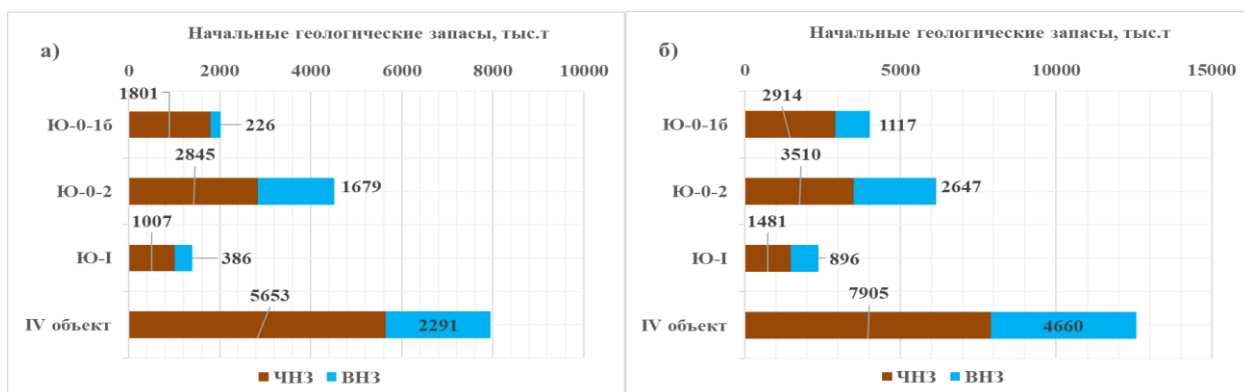


Рис. 3.2.31. Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по возвратному объекту относительно зон насыщения, а) - категория В+С₁, б) - категория В+С₁+С₂

Основная доля промышленных извлекаемых запасов категории В+С₁ сосредоточены в отложениях горизонта Ю-0-2 и составляют 64% (или 795,2 тыс.т), на долю горизонта Ю-0-16 приходится 24% (или 292,9 тыс.т) и доля горизонта Ю-1 - 12% (155,2 тыс.т).

Анализ показателей выработки возвратного объекта (нерушла)

Основные показатели, характеризующие состояние выработки нерусловых отложений возвратного объекта на 01.01.2023г представлены в таблице 3.2.17.

На дату отчета накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 634 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 52%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 43%, дебит по нефти 22,4 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,080 доли ед., при утвержденном значении 0,153 доли ед. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 584,9 тыс.т.

По горизонту Ю-0-16 геологические запасы нефти составляют 2027,0 тыс.т, извлекаемые – 292,9 тыс.т, из них 62% геологических и 56% извлекаемых приходится на Северный свод горизонта. На дату отчета в целом по горизонту накопленная добыча нефти составляет 114,5 тыс.т нефти, из них 57% нефти отобрано по Северному своду горизонта: отбор от НИЗ по Северному своду – 38,1%, по Южному своду – 30,7%.

Горизонт Ю-0-16 разрабатывается с 2011г путем перевода из III объекта скважины №29 на Северный свод. Южный свод разрабатывается с 2013г скважиной №286, введенной из бурения. Всего по горизонту в эксплуатации находились 14 скважин (5 скважины на Северном своде, 9 ед. на Южном своде).

По горизонту Ю-0-2 геологические запасы нефти составляют 4524 тыс.т, извлекаемые – 795,2 тыс.т, из них около 72% приходится на Северный свод горизонта.

На дату отчета в целом по горизонту отобрано 485,1 тыс.т нефти, из них 74,8% нефти добыто по Северному своду горизонта, отбор от НИЗ по Северному своду – 62,8%, по Южному своду – 56,3%.

По горизонту Ю-I геологические запасы нефти составляют 279 тыс.т, извлекаемые – 22,6 тыс.т. На дату отчета в целом по горизонту отобрано 1,8 тыс.т нефти.

Таблица 3.2.17 - Основные показатели выработки запасов нефти IV объекта на 01.01.2023г

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Северный свод			Южный свод			IV Объект
			Ю-0-16	Ю-0-2	Ю-I	Ю-0-16	Ю-0-2	Ю-I	
1	Начальные геологические запасы нефти В+С ₁	тыс.т.	863	2918	1114	1164	1606	279	7944
2	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С ₁	тыс.т.	171,3	578,4	108	121,6	216,8	22,6	1218,9
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,198	0,198	0,097	0,104	0,135	0,081	0,153
4	Текущий КИН	доли ед.	0,076	0,124	0,030	0,042	0,076	0,006	0,080
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	65,2	363,0	33,1	49,2	122,0	1,8	634,0
6	Отбор от НИЗ	%	38,1	62,8	30,7	40,5	56,3	8,0	52,0
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т.	106,1	215,4	74,9	72,4	94,8	20,8	584,9

Анализ выработки запасов нефти V объекта (горизонт Ю-II)

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти V объекта (горизонт Ю-II)

Согласно действующему проектному документу горизонт выделен как V возвратный объект, который должен разрабатываться переводом добывающих скважин с III и I объектов. На дату отчета доля геологических и извлекаемых запасов объекта от всех запасов месторождения составляют 3,3 и 2,4% соответственно. Запасы непромышленной категории отсутствуют.

Анализ показателей выработки возвратного объекта (горизонт Ю-II)

Нефтяные залежи горизонта Ю-II выделены только в южной части структуры. По типу природного резервуара залежь пластово-сводовая. Коллектора сложены, в основном, мелко-среднезернистыми кварцево-полевошпатовыми песчаниками на глинистом цементе и мелкозернистыми песками. Тип коллекторов поровый. Начальный ВНК принят на отметке -1667,1м. Определить текущее положение ВНК проблематично, т.к. горизонт Ю-II характеризуется высокой неоднородностью, однако по проведенным ГИС в открытом стволе в новых скважинах отмечается обводнение нижних толщин, что также подтверждается PLT исследованиями в 6 добывающих скважинах, по результатам которых наблюдается обводнение нижних интервалов перфорации. Для примера на рисунке 3.4.32 приведены результаты исследований PLT по скважинам №№248. Текущий уровень отбит по скважине №426 на глубине -1664,3 м, что на 2,8м выше начального.

На 01.01.2023г всего по объекту отобрано 1251 тыс.т нефти, при отборе от НИЗ 90%. Значение текущего КИН достиг 0,372 доли ед., при утвержденном 0,413 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы составляют 125,2 тыс.т нефти (таблица 3.2.18).

Таблица 3.2.18 - Основные показатели выработки запасов нефти возвратного объекта (горизонт Ю-II) на 01.01.2023г

№ пп	Параметр	Ед. изм.	V объект (Ю-II)
1	Начальные геологические запасы нефти В+С1	тыс.т.	3025
2	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С1	тыс.т.	1251
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,413
4	Текущий КИН	доли ед.	0,372
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1125,8
6	Отбор от НИЗ	%	90,0
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т	125,2

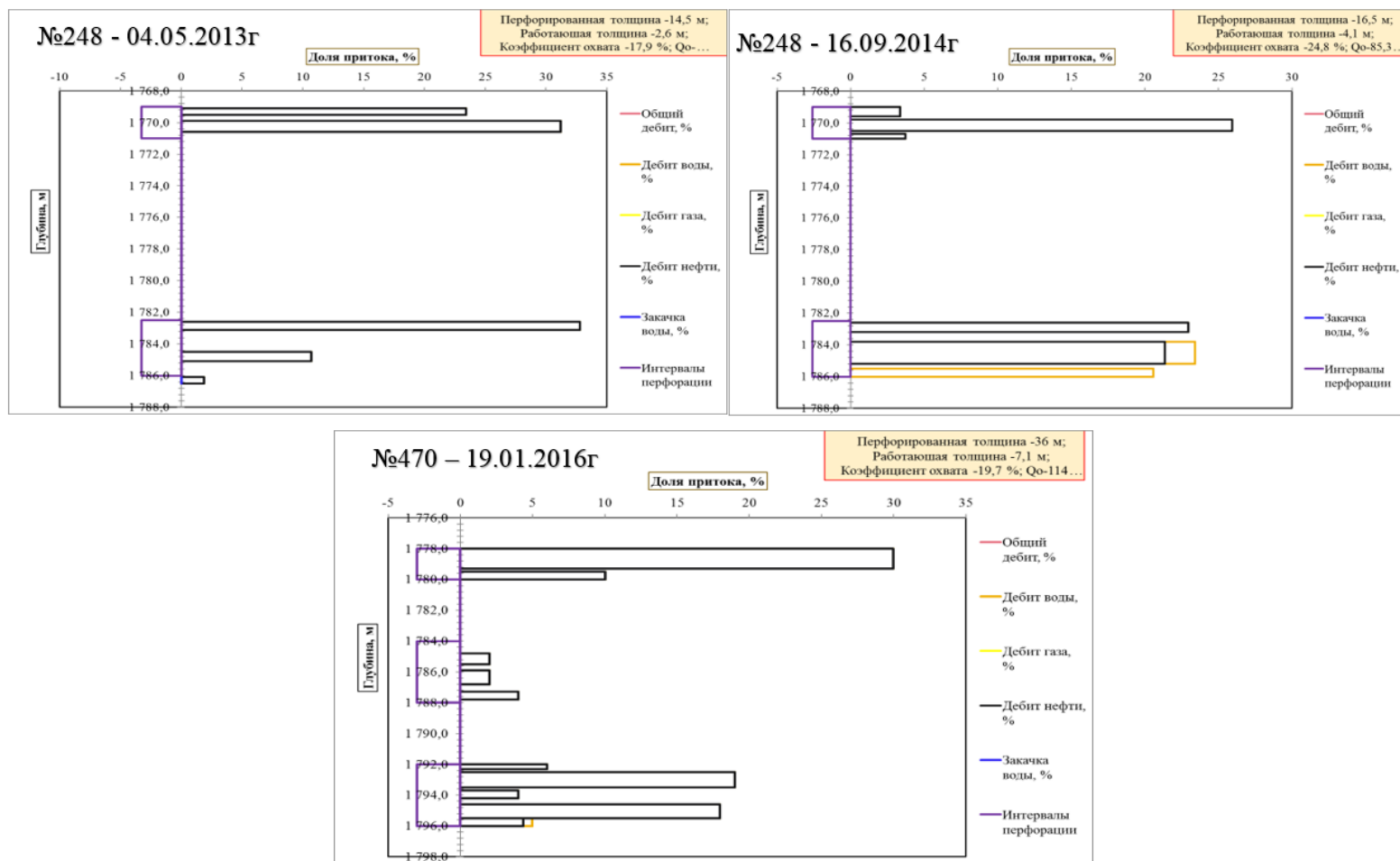


Рис. 3.2.32. Результаты исследований PLT по скважинам горизонта Ю-II

Анализ эффективности разработки методом сравнения характеристик вытеснения

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С., Сипачева Н.В. – Назарова С.Н., Максимова М.И., методом зависимости накопленной добычи от $L_n(\text{ВНФ})$, зависимости удельной добычи от накопленной, Blasingame. Данные методики предполагают определение вовлеченных запасов нефти к конечной стадии разработки с учетом сложившейся системы разработки при текущем фонде добывающих скважин. Построенные характеристики вытеснения по эксплуатационным объектам дифференцированно вышеуказанными способами приведены на рисунках 3.2.33-3.2.37.

Определив вовлеченные в разработку запасы и зная рекомендуемые геологические запасы нефти, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки потенциальный КИН. Потенциальный КИН рассчитан как отношение осредненного результата значений, полученных по разным методикам, с учетом режима работы залежи и сложившейся системы разработки на предлагаемые геологические запасы. Результаты значений приведены в таблице 6.2.19.

I объект

Результаты анализа текущего состояния выработанности продуктивных горизонтов М-II-1 и М-II-2 и оценки вовлекаемых запасов объекта по семи методикам показывает, что достижение уровня утвержденных значений извлекаемых запасов объекта при продолжении реализуемой системы разработки будет возможна. Максимальное значение вовлекаемых запасов получено по методике зависимости накопленной добычи от $L_n(\text{ВНФ})$ (5726 тыс.т). Вовлеченные запасы по объекту приняты как осредненные значения по всем методикам и составляют 5390 тыс.т. Потенциальный КИН по объекту составляет 0,267 доли ед. при утвержденном значении 0,254 доли ед.

II объект

При сложившимся тенденции разработки объекта с учетом текущей выработанности (62,3%) достижение утвержденного значения КИН без применения дополнительных мероприятий будет проблематична. Дальнейшая перспектива разработки русловых отложений связано с доизвлечением остаточных запасов нефти и доизучением русла 6 горизонта Ю-I. Вовлеченные запасы определены по семи методикам составляют 3411 тыс.т. Потенциальный КИН по объекту составляет 0,371 доли ед. при утвержденном значении 0,509 доли ед.

III объект

Вовлеченные запасы определены по семи методикам составили 42675 тыс.т., при

утвержденных 40922 тыс.т. Вовлеченные запасы по объекту приняты как осредненные значения по всем методикам. Потенциальный КИН по объекту составляет 0,857 доли ед. при утвержденном значении 0,823 доли ед.

IV объект

При сохранении текущей тенденции в отборе нефти объекта ожидается получение низких значений накопленного отбора. Для достижения утвержденного значения КИН необходимо увеличить фонд добывающих скважин путем перевода с нижележащих объектов добывающих скважин. Вовлеченные запасы определены по семи методикам и составляют 938 тыс.т. Потенциальный КИН по объекту составляет 0,118 доли ед. при утвержденном значении 0,153 доли ед.

V объект

По V объекту расчеты вовлеченных в разработку запасов проведены по семи методикам, как показали результаты вовлеченные запасы примерно идентичны за исключением методики Назарова С.Н. и Сипачева, по которому получено значение вовлекаемых запасов превышающее утвержденные извлекаемые запасы (1404 тыс.т.). Учитывая все полученные значения, потенциальный КИН составляет 0,438 доли ед. при утвержденном значении – 0,413 доли ед.

Таблица 3.2.19 – Сопоставление утвержденных и вовлеченных запасов, определенных характеристиками вытеснения

Объект	Утвержденные запасы		Текущее состояние			Рассчитанные вовлеченные запасы, тыс.т								Утв. КИН, доли ед.	Текущий КИН, доли ед.	Потенциальный КИН, доли ед.
	Геологические, тыс.т	Извлекаемые., тыс.т	Накопленная добыча нефти, тыс.т	ОИЗ нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	Зависимость накопленной добычи от Lп(ВНФ)	Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.	Зависимость удельной добычи от накопленной	Методика Максимова М.И.	Методика Сазонова Б.Ф.	Методика Камбарова Г.С.	Blasingame	Осредненные значения			
I	20219	5143	4379,0	764	85,1	5726	5444	5033	5374	5238	5574	5341	5143	0,254	0,217	0,267
II	9205	4685	2922,1	1 763	62,4	3386	3630	3289	3359	3467	3365	3379	4685	0,509	0,317	0,371
III	49824	40922	37591,2	3 331	91,9	44777	45363	40904	42158	41642	42388	41494	40922	0,821	0,754	0,857
IV	7944	1219	634,0	585	52,0	1090	1195	860	984	1058	732	646	1219	0,153	0,080	0,118
V	3025	1250	1125,5	125	90,0	1270	1404	1330	1358	1340	1331	1237	1250	0,413	0,372	0,438
VI	110	38	-	38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,343	-	-
VII	173	21	-	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,123	-	-
ИТОГО	90499	53279	46651,8	6 627	87,6	56250	57036	51415	53233	52744	53390	52097	53219	0,589	0,515	0,534

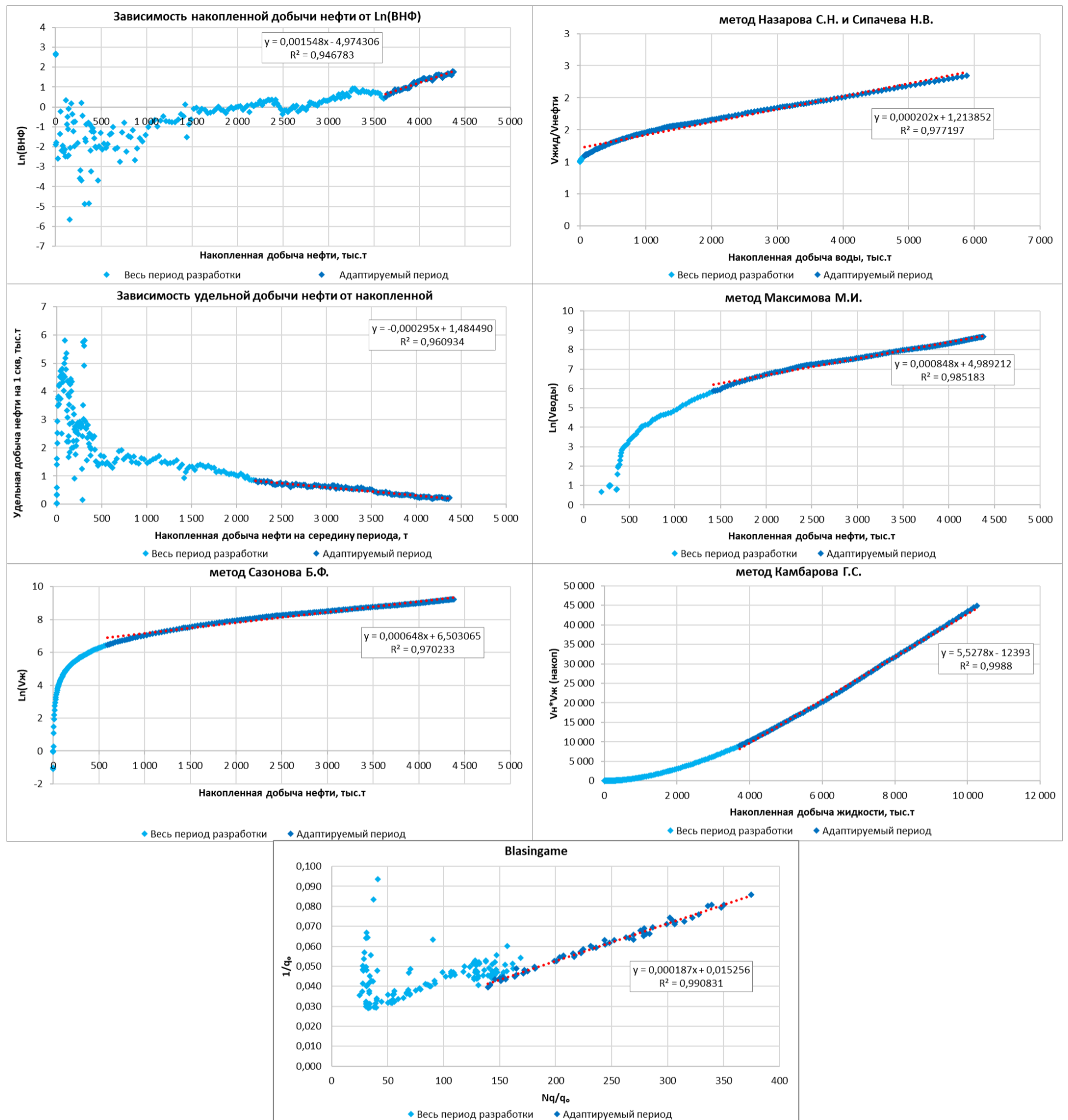


Рис. 3.2.33- Характеристика вытеснения по I объекту

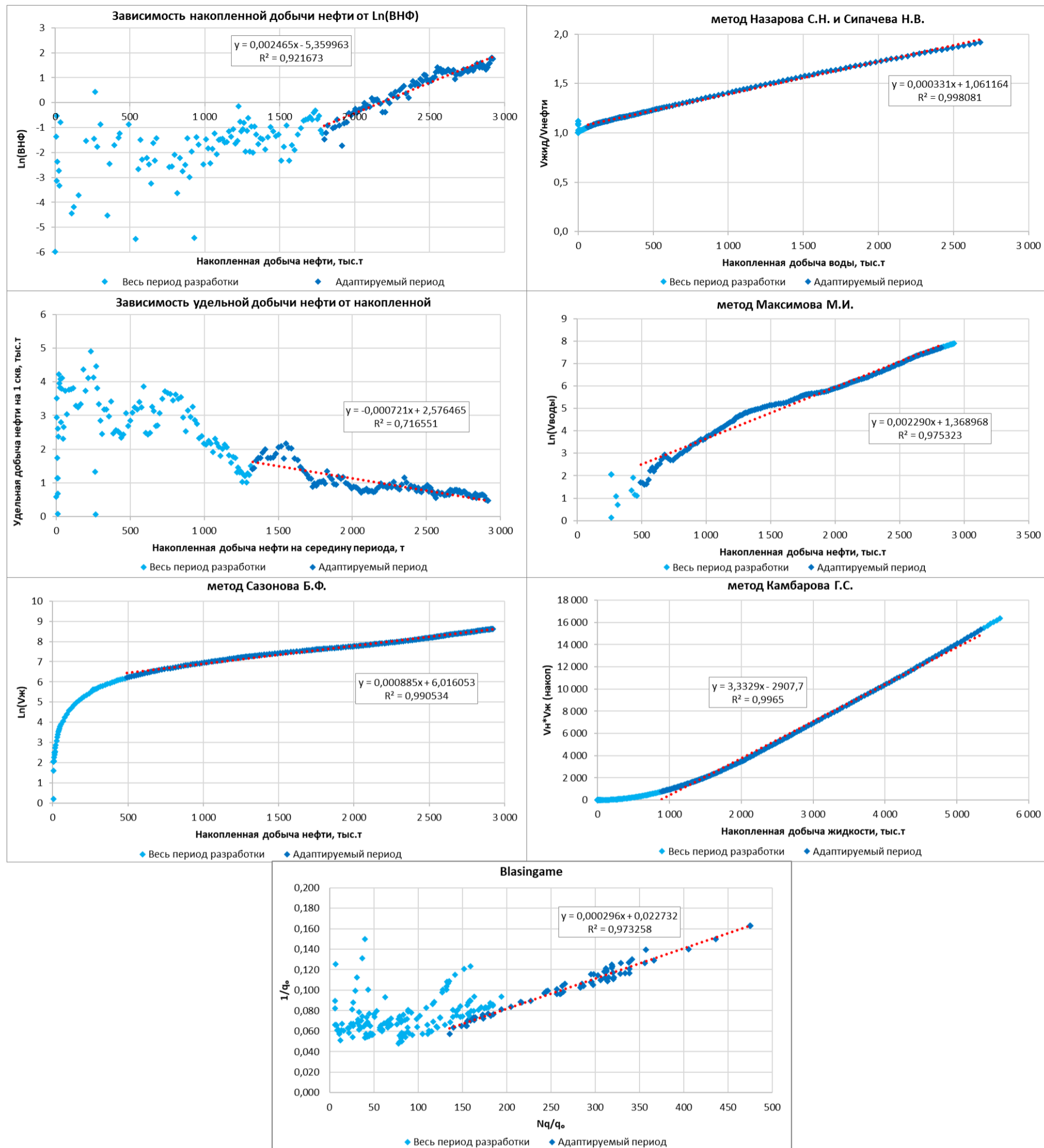


Рис. 3.2.34- Характеристика вытеснения по II объекту

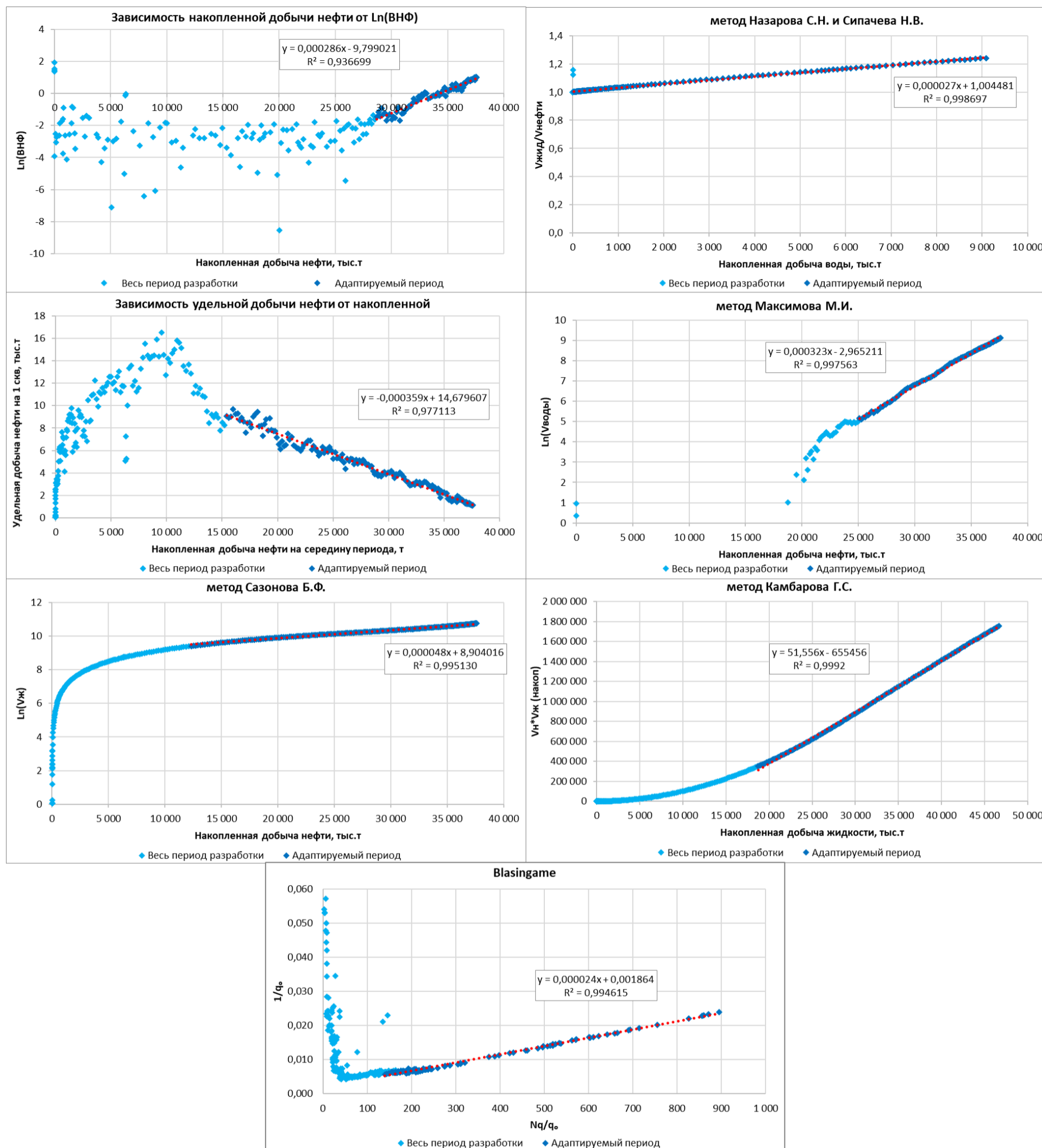


Рис. 3.2.35 - Характеристика вытеснения по III объекту

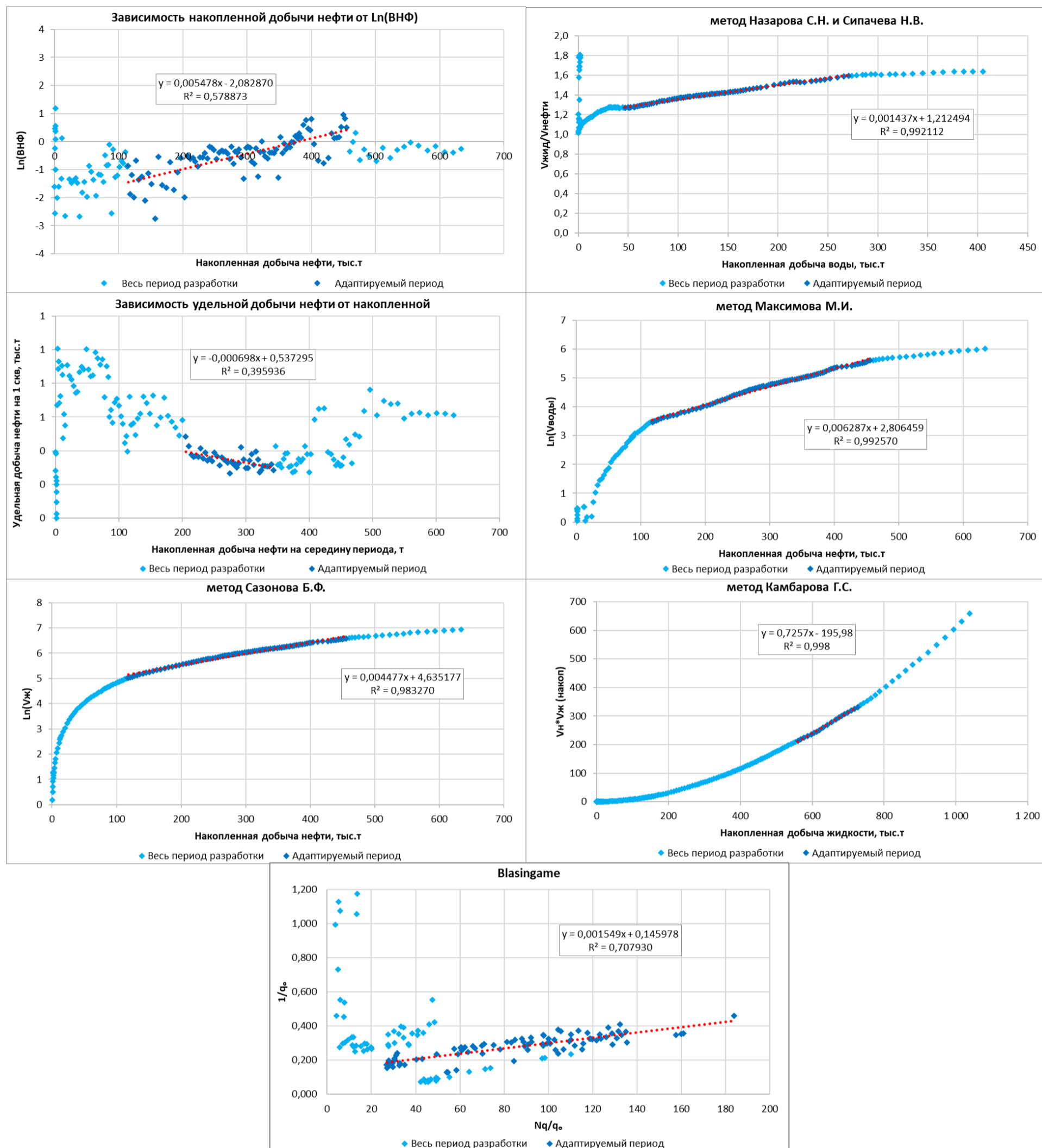


Рис. 3.2.36 - Характеристика вытеснения по IV объекту

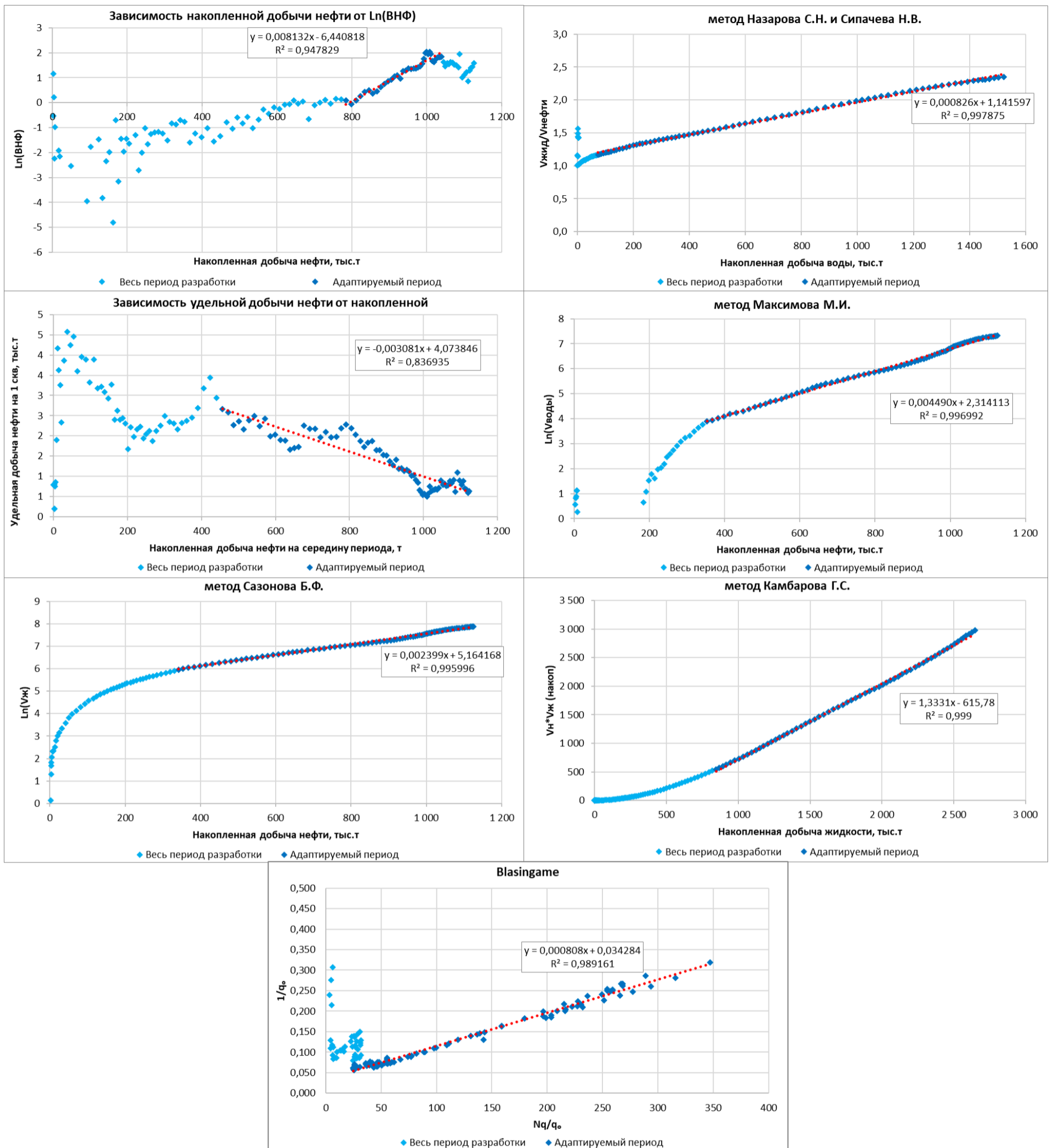


Рис. 3.2.37 - Характеристика вытеснения по V объект

Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Для анализа расхождения фактических данных от проектных уровней проведено сравнение основных показателей разработки по объектам и в целом по месторождению, результаты которого представлены в таблицах 3.2.20 - 3.2.25.

В 2017г составлен и утвержден Комитетом Геологии и недропользования МИР РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №92 от 28.11.2017г «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный». Показатели были утверждены на 2017-2019гг.

В 2019г составлен «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», согласно которому месторождение разрабатывалось в период 2019-2021гг.

Сравнение фактических показателей 2018гг проведено с проектными показателями «Анализа разработки...» 2017г. Сравнение фактических показателей 2019-2021гг проведено с проектными показателями «Анализа разработки...» 2019г, сравнение показателей 2022 г. приведено с «Проекта разработки...» 2021 г.

В целом по месторождению

В 2018г фактически отобрано 2342,7 тыс.т нефти, что на 3% ниже проектного значения 2404,2 тыс.т. Фактический фонд соответствует проектному и составляет 125 ед. Коэффициентом использования 0,90 доли ед. при проектном значении 0,95 доли ед. В целом по месторождению проектный ввод новых добывающих скважин составляет 13 ед., по факту количество новых скважин составило 18 ед., из них 16 скважин введены из бурения, 2 скважины из наблюдательного фонда. Скважины эксплуатировались со среднегодовым дебитом нефти 54,0 т/сут, что практически на уровне проектного значения 53,5 т/сут, при этом обводненность на 2,5% выше проектного показателя и равна 52,0%.

Закачка воды по месторождению составила 2965,3 тыс.м³, что меньше проектного значения 5251,2 тыс.м³, причиной которого является несоответствие нагнетательного фонда и низкий коэффициент использования нагнетательных скважин 0,820 доли ед. при проектном значении 0,95 доли ед. В нагнетательном фонде находятся 25 скважин, тогда как по проекту предусмотрена закачка воды 28 скважинами.

В 2019г фактически отобрано 1899,2 тыс.т нефти, что соответствует проектному значению 1888,7 тыс.т. Фонд добывающих скважин на конец года составил 133 ед., что ниже на 4 ед., за счет большего выбытия добывающих скважин. Ввод новых скважин из бурения соответствовал проектному и составил 9 ед., добыча нефти из новых скважин составила 27,8 тыс.т. Обводненность была на уровне проектной и составила 58,5%. Среднегодовой дебит нефти составил 41,2 т/сут при проектном значении 39,6 т/сут.

Закачка воды по месторождению составила 3571,4 тыс.м³, что немного ниже проектного значения 3596,9 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин соответствовал

проектному и составил 27 ед., приемистость нагнетательной скважины составила 445,8 м³/сут при проектной – 376,8 м³/сут.

В 2020г добыча нефти составила 1296,3 тыс.т, что почти соответствует проектному уровню. Согласно проекту планировался ввод из бурения 6 добывающих скважин №№502, 503, 504, 505, 506, 507, по факту все скважины пробурены в соответствии с проектными точками. Также по проекту планировался ввод из бурения 10 нагнетательных скважин №№508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517. Фактически все проектные нагнетательные скважины пробурены, однако не все находятся под закачкой. На данный момент лишь скважина №510 числится в нагнетательном фонде, остальные 5 скважин находятся на отработке на нефть и 4 скважины после отработки на нефть переведены в наблюдательный фонд.

Фонд добывающих скважин ниже проектного на 16 ед., за счет большего выбытия добывающих скважин и составляет 128 ед., при проектном 141. Фонд нагнетательных скважин также отстает от проектного значения и составляет 33ед. при проектном 44ед. Из-за отставания фонда нагнетательных скважин наблюдается недостижения объема закачки. Закачка воды по месторождению составила 4352,1 тыс.м³, что меньше на 12,9% от запланированного проектного значения 4999,0 тыс.м³. Приемистость нагнетательной скважины составила 448,5 м³/сут при проектной – 327,7 м³/сут.

В 2021г фактически отобрано 1214,6 тыс.т нефти, что на 8% больше проектного значения 1125,2 тыс.т. Перевыполнение проектного значения связано с успешным вводом добывающих скважин, большим дебитом по нефти скважин. В целом по месторождению проектный ввод добывающих скважин составляет 6 ед., по факту количество новых скважин составило 6 ед., из них 2 скважины переводом между объектами. Скважины эксплуатировались со среднегодовым дебитом нефти 26 т/сут, при уровне проектного значения 23 т/сут, при этом обводненность на уровне проектного показателя и равна 71,9%.

В 2022г фактически отобрано 1061,9 тыс.т нефти, что на уровне проектного значения 1162,2 тыс.т. т.к разница менее 10%. Фонд добывающих скважин на конец года составил 140 ед., что больше проектного на 6 ед., за счет большего ввода добывающих скважин. В проектном фонде предусматривалось бурение 4 добывающих скважин, которые фактически пробурились, был предусмотрен 6 переводов между объектами, фактически было сделано 7 переводов, также фактически был произведен ввод 6 скважин из наблюдательного фонда, которые в проекте не предусматривались. Добыча нефти из новых скважин меньше проектного (23,8 тыс.т.) и составила 9,1 тыс.т. Обводненность была на

уровне проектной и составила 74,6%. Среднегодовой дебит нефти составил 21,4 т/сут при проектном значении 26 т/сут.

Накопленная добыча нефти по месторождению на 01.01.2023г составляет 46650,5 тыс.т. Выработка извлекаемых запасов – 87,6%. Текущий КИН составил 0,515 доли ед.

I объект

В 2018г отобрано нефти в количестве 275 тыс.т, когда по проекту было предусмотрено 298,0 тыс.т (-7,8%). Отклонению добычи нефти в меньшую сторону послужила работа добывающих скважин с меньшим дебитом 16,8 т/сут, при проектном показателе 18,2 т/сут, а также разработкой объекта 50 добывающими скважинами при проектном фонде 52 ед. По проекту предусматривался ввод новых 16 добывающих скважин, из них из бурения 11 ед., переводом из нижележащих объектов 4 ед., из консервации 1 ед. Фактически на I объект введены 15 скважин, из которых 11 из бурения, 4 ед. переводом из нижележащих объектов.

Закачка воды проводится 10 нагнетательными скважинами при проектном фонде 11 ед., в связи с чем наблюдается недостижение планируемого объема закачиваемой воды (968,4 тыс.м³ – проект, 508,1 тыс.м³ – факт).

В 2019г фактически отобрано 232,9 тыс.т нефти, что на уровне проектного значения. Фонд добывающих скважин на конец года составил 53 ед., что ниже на 7 ед., за счет большего выбытия добывающих скважин. Ввод новых скважин из бурения соответствовал проектному и составил 7 ед., добыча нефти из новых скважин составила 15,3 тыс.т. Обводненность была на уровне проектной и составила 68,2%. Среднегодовой дебит нефти составил 22,8 т/сут, что больше проектного, зачет чего хоть и с меньшим фондом, но уровни проектный уровень добычи нефти был достигнут.

Закачка воды составила 617,4 тыс.м³, что ниже проектного значения 670,2 тыс.м³. По согласно проекту, предусматривался перевод под закачку скважины №353, что фактически не выполнено, однако под нагнетание были переведены скважины №№247, 299, которые предусматривались в 2020г. Фонд нагнетательных скважин превышал проектный и составил 12 ед., приемистость нагнетательной скважины составила 201,2 м³/сут при проектной – 226,7 м³/сут. Текущая компенсация составила 78,5% при проектной 82,0%.

За 2020г добыча нефти составила 200,7 тыс.т, что ниже на 28% от проектного уровня. Фактические уровни добычи нефти не достигли проектных значений из-за несоответствия дебит нефти и фонда скважин. Все проектные скважины были пробурены, однако из-за выбытия скважин фонд добывающих отстает от проектного и составляет 59ед., при проектном 65ед. Фактический среднегодовой дебит нефти составил 10,1 т/сут, при проектном 13,0 т/сут. Обводненность составила 76,7%, при проектной 77,2%.

Закачка воды составила 810,1 тыс.м³, что почти 2 раза меньше от запланированного проектного значения 1769,0 тыс.м³, что связано с несоответствием фонда нагнетательных скважин и приемистости скважин. По проекту планировался ввод из бурения 10 нагнетательных скважин №№508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517. Фактически все проектные нагнетательные скважины пробурены, однако не все находятся под закачкой. На данный момент лишь скважина №510 числится в нагнетательном фонде, остальные 5 скважин находятся на отработке на нефть и 4 скважины в наблюдательном фонде, после отработки на нефть. Также планировался перевод под нагнетание 7 скважин №№ 24, 247, 250, 299, 347, 414, 424, из них скважины №№247 и 299 были переведены с опережением в 2019г. Все оставшиеся скважины кроме №414 переведены под нагнетание, при этом скважина №№24 была переведена на III объект. В целом фонд нагнетательных скважин составил 15 ед., что ниже проектного на 11 ед. Приемистость нагнетательной скважины составила 187,77 м³/сут при проектной – 354,5 м³/сут.

В 2021г фактически отобрано 171,3 тыс.т нефти, что меньше проектного значения на 18,4%. Фонд добывающих скважин на конец года составил 61 ед. что превышает проектный ввод скважин на 9 ед, в т.ч. из бурения 2 скважины, 4 скважины с переводом из других объектов, 3 скважины вводом из наблюдательного фонда. Однако коэффициент эксплуатации составил 0,85 доли единиц при проектном 0,95 доли ед. Обводненность на уровне проектной и составила 81,3%. Среднегодовой дебит нефти составил 8,2 т/сут, что меньше проектного (9,7 т/сут).

Закачка воды составила 876,8 тыс.м³, что ниже проектного значения 2066,9 тыс.м³, что связано с поздним вводом нагнетательных скважин. Согласно проекту, предусматривался с 2021 года фонд в количестве 25 скважин, которые должны были в 2022 году отработать полный год, однако в связи с поздним вводом 13 скважин, не удалось достичь проектного уровня закачки. Фонд нагнетательных скважин составил 25 ед., приемистость нагнетательных скважин составила 149 м³/сут при проектной – 229 м³/сут. Текущая компенсация составила 94,1%.

В 2022г фактически отобрано 166,2 тыс.т нефти, что меньше проектного значения на 9,5%. Фонд добывающих скважин на конец года составил 60 ед. что превышает проектный фонд скважин на 5 ед. Ввод скважин превышает проектный и составляет 4 ед., в т.ч. 1 из бурения, 2 переводом из других объектов и 1 из наблюдательного, относительно проектных 2-х скважин вводом из бурения, что связано с проектной скважиной №485, которая введена на III объект. Коэффициент эксплуатации соответствует проектному. Обводненность на уровне проектной и составила 83,6%. Среднегодовой дебит нефти составил 7,7 т/сут, что меньше проектного (9,7 т/сут).

Закачка воды составила 1133 тыс.м³, что ниже проектного значения 1423,6 тыс.м³, что связано с меньшей приемистостью нагнетательных скважин. Фонд нагнетательных скважин составил 25 ед., при проектном 26. Приемистость нагнетательных скважин составила 127 м³/сут при проектной – 156,3 м³/сут. Текущая компенсация составила 110,4%, при проектных 120%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 4379 тыс.т. Выработка извлекаемых запасов – 85,1%. Текущий КИН составил 0,217 доли ед.

II объект

В 2018г отобрано нефти в количестве 142,3 тыс.т, когда по проекту было предусмотрено 138,7 тыс.т. Передостигание добычи нефти по причине большего дебита нефти относительно проектных. При проектном фонде 14 ед., фактически она составила 13 ед., что связано с переводом 2 скважин в наблюдательный фонд, 1 на другой горизонт и 1 скважины под закачку, вместо выбытия 3 скважин. Обводненность продукции зна уровне проектного. Дебит нефти составил 29,2 т/сут против проектных 24,9 т/су

Закачка воды предусматривалась 5 нагнетательными скважинами в объеме 406,5 тыс.м³, однако по факту в нагнетательном фонде находятся 2 скважины, из которых 1 скважина действующая, 1 скважина №11 находится в освоении и обустройстве. Объем закачанной воды составил 49,6 тыс.м³.

В 2019г фактически отобрано 106,1 тыс.т нефти, что выше проектного значения на 3,9%. Фонд добывающих скважин на конец года составил 13 ед., что выше на 2 ед., за счет ввода добывающих скважин из наблюдательного фонда и перевода с другого объекта. Обводненность была на уровне проектной и составила 76,7%. Среднегодовой дебит нефти составил 24,7 т/сут при проектном значении 26,8 т/сут.

Закачка воды составила 71,8 тыс.м³, что ниже проектного значения 79,1 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин ниже проектного на 1ед. и составил 2 ед., при этом приемистость нагнетательных скважин значительно выше проектного и составила 170,1 м³/сут, при проектной – 76,1 м³/сут.

В 2020г добыча нефти составила 109,6 тыс.т, что больше на 58,2% от проектного годового уровня. Основная причина превышения годового уровня является несоответствия дебита нефти и обводненности продукции. Фактический дебит нефти составил 24,1т/сут, при проектном 17,5т/сут. Обводненность составила 76,8% при проектной 83,9%. Фонд добывающих скважин соответствует проектному значения и составил 12 ед.

Закачка воды составила 138,2 тыс.м³, что меньше на 25,2% от запланированного проектного значения 184,8 тыс.м³., причиной которой является несоответствие действующего фонда нагнетательных скважин и коэффициента эксплуатации.

Действующий фонд нагнетательных скважин отстает от проектного на 1 ед., из-за скважины №460, которая находится в обустройстве. Приемистость нагнетательной скважины составила 185,8 м³/сут при проектной – 177,7 м³/сут. Текущая компенсация составила 27,3% при проектной 41,7%.

За 2021 год отобрано 107,2 тыс.т нефти, что превышает проектный уровень добычи нефти в 2 раза (53 тыс.т.), причиной которому послужил дебит нефти скважин, который превышает проектный уровень, фактически – 22,5 т/сут при проектном 12,3 т/сут. Фонд скважин также превышает проектный на 1 ед., в связи с вводом добывающей скважины из наблюдательного фонда не предусмотренной в проекте. Обводненность меньше проектного уровня на 10,6% и составляет 79,6%.

Закачка за 2021 год составила 344,6 тыс.м³ при проектном 221,9 тыс.м³. Причина недостижения меньшая приемистость скважины 149,0 м³/сут относительно проектных 331,2 м³/сут. Фонд скважин к концу года превышает проектный на 1 ед, при этом коэффициент использования составляет 0,85 доли ед. по причине остановок скважин в течение года. Текущая компенсация составила 40,3% при проектных 74%.

За 2022 год отобрано 96,5 тыс.т нефти, что практически на уровне проектных показателей добычи нефти (93,4 тыс.т.). Обводненность продукции также на уровне проектного и составляет 82,1%. Фонд скважин на конец года меньше на 1 единицу и составляет 13 скважин, что связано с выбытием добывающей скважины №259 в октябре 2022 года в наблюдательный фонд. Фактический дебит нефти – 19,8 т/сут, что соответствует проектному.

Закачка за 2022 год составила 157,9 тыс.м³ при проектном 199,6 тыс.м³. Причина недостижения меньшая приемистость скважины которая составила 127 м³/сут относительно проектных 189,9 м³/сут. Фонд скважин к концу года превышает проектный на 1 ед, по причине ввода скважины №424 м ОРЗ не предусмотренный в проекте. Текущая компенсация составила 28,2% при проектных 40%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 2921 тыс.т. Выработка извлекаемых запасов – 62,3%. Текущий КИН составил 0,317 доли ед.

III объект

В 2018г отобрано нефти в количестве 1731,9 тыс.т, когда по проекту было предусмотрено 1789,1 тыс.т (-3,2%). Отклонению добычи нефти в меньшую сторону послужила работа добывающих скважин с меньшим дебитом 104,6 т/сут, при проектном показателе 109,2 т/сут, а также с высокой обводненностью 45,6% по сравнению с проектным значением 36,1%. По проекту предусмотрен ввод 2-х добывающих скважин из бурения и 2-х скважин переводом из других объектов, по факту на объект введены 8

скважин, из них 5 ед. из бурения, 2 ед. переводом из других объектов, 1 ед. из наблюдательного фонда. В добывающем фонде на конец года числятся 48 скважин, что на 2 ед. больше проектного.

Фактическая закачка воды составила 2118,2 тыс.м³, что меньше планируемого объема 3585,7 тыс.м³, причиной является низкий коэффициент использования нагнетательных скважин.

В 2019г фактически отобрано 1422,0 тыс.т нефти, что выше проектного значения на 1%. Фонд добывающих скважин на конец года соответствовал проектному и составил 52 ед. Обводненность была на уровне проектной и составила 51,7%. Среднегодовой дебит нефти составил 79,4 т/сут при проектном значении 82,0 т/сут.

Закачка воды составила 2454,3 тыс.м³, что выше проектного значения 2382,0 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин ниже проектного на 2 ед. и составил 9 ед., приемистость нагнетательной скважины составила 797,4 м³/сут при проектной – 683,4 м³/сут.

В 2020г добыча нефти составила 874 тыс.т, что на 12,3% больше от проектного уровня и на 62,7% меньше чем в предыдущем году. В утвержденном варианте на основном III объекте, предусматривается снижение добычи нефти в 2020г на 45% с перераспределением добычи в последующие годы с целью продления рентабельного периода разработки месторождения.

Фонд добывающих скважин меньше проектного на 6 ед., и составил 40 ед. Обводненность составила 58,7% при проектной 48,5%. Среднегодовой дебит нефти составил 130 т/сут при проектном 88,7 т/сут.

Закачка воды составила 3021,8 тыс.м³, что на 15% больше запланированного проектного значения 2613,7 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин составил 11 ед., что соответствует проектному количеству. Приемистость нагнетательной скважины составила 924 м³/сут при проектной – 685,3 м³/сут.

В 2021г фактически отобрано 828,8 тыс.т нефти, что выше проектного значения на 8,2%. Фонд добывающих скважин на конец года меньше проектного и составил 43 ед. В связи с выбытием скважин на другие объекты. Также фактически были движения в фонде скважин такие как ввод 8 скважин не предусмотренных проектом, в т.ч. 6 из наблюдательного фонда и 2 переводом из другого объекта. Также было произведено выбытие 5 добывающих скважин вместо 2 предусмотренным проектом. Обводненность превышает проектный уровень (51,7%) и составила 65,4%. Среднегодовой дебит нефти составил 53,5 т/сут при проектном значении 49 т/сут.

Закачка воды составила 3377,8 тыс.м³, что выше проектного значения 3377 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин ниже проектного на 1 ед. и составил 10 ед., однако

приемистость нагнетательных скважин составила 949,9 м³/сут при проектной – 807,3 м³/сут.

В 2022г фактически отобрано 598,5 тыс.т нефти, что ниже проектного значения на 30%. Как было отмечено выше по III объекту на которую приходится основная доля годовой добычи месторождения, предусматривается снижение добычи нефти для продления рентабельного периода месторождения. Фонд добывающих скважин на конец года на 1 ед. больше проектного и составил 39 ед. в связи с переводом новой скважины №486 пробуренной на I объект. Также было произведено выбытие 5 добывающих скважин вместо 3 предусмотренным проектом. Обводненность превышает проектный уровень (64,4%) и составила 71%. Среднегодовой дебит нефти составил 41,2 т/сут при проектном значении 55,9 т/сут.

Закачка воды составила 3483,6 тыс.м³, что выше проектного значения 3152,9 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин ниже проектного на 1 ед. и составил 11 ед., однако приемистость нагнетательных скважин составила 943,3 м³/сут при проектной – 784,6 м³/сут. Текущая компенсация – 81,7, что соответствует проектному уровню.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 37591 тыс.т. Выработка извлекаемых запасов – 91,9%. Текущий КИН составил 0,754 доли ед.

IV объект

В 2018г отобрано нефти в количестве 37 тыс.т, когда по проекту было предусмотрено 53,7 тыс.т. Отклонению добычи нефти в меньшую сторону послужила работа добывающих скважин с меньшим дебитом нефти 10,9 т/сут, при проектном показателе 20,0 т/сут. Высокий дебит нефти по проекту обеспечивался за счет проведения ГРП в 2-х добывающих скважинах №№29, 286. Однако по факту скважина №29 переведена на I объект, по скважине №286 ГРП не был проведен, в связи с чем скважины эксплуатировались с низким дебитом нефти.

В 2019г фактически отобрано 36,0 тыс.т нефти, что выше проектного значения на 8,6%. Фонд добывающих скважин на конец года соответствует проектному значения и составил 8 ед. Обводненность была на уровне проектной и составила 47,9%. Среднегодовой дебит нефти составил 10,7 т/сут при проектном значении 12,0 т/сут.

В 2020г добыча нефти составила 54,8 тыс.т, что выше проектного уровня на 77,3%, что связано с превышением дебита нефти, которая по факту составила 15,3 т/сут, при проектном 9,2 т/сут. Фонд добывающих скважин отстает от проектного на 1 ед., и составил 11 ед., из-за невыполнения ввода из наблюдательного фонда. Обводненность составила 52% при проектной 55,7%.

В 2021 году добыча нефти по объекту составила 53,7 тыс.т при проектном 44,1 тыс.т.

Фонд скважин составляет 11 ед, при проектных 17 ед., однако за счет фактического большего дебита нефти 14,4 т/сут (проектн. 9,0) и меньшей обводненности по добывающим скважинам добыча превышает проектный уровень. Среднегодовая обводненность составила 43% при проектном 57,9%.

В 2021 году по данному объекту была организована система ППД которая не предусмотрена проектом, по 4 скважинам (№№424,510,513,516) с применением технологии ОРЗ с другим объектами. Приемистость нагнетательных скважин составила 66,5%. Текущая компенсация составила 16,8%.

В 2022 году добыча нефти по объекту составила 143,9 тыс.т при проектном 70,2 тыс.т. Фонд скважин составляет 22 ед, при проектных 21 ед. Передостигание проектных показателей связано с успешным вводом новых добывающих 2 скважин согласно проекту и 1 скважины которая была предусмотрена на I объект, но введена на IV. Таким образом фактически из бурения введены 3 скважины вместо проектных 2. Среднегодовой дебит новых проектных скважин также превышает проектный уровень (16,6 т/сут) и составляет 22,3 т/сут. Среднегодовой дебит всего фонда добывающих скважин также превышает проектный дебит и составляет 22,3 т/сут. Также среднегодовая обводненность объекта составила 43% при проектном 57,9%.

Закачка воды в 2022 году составила 84,6 тыс.т. Фонд нагнетательных скважин составляет 4 ед с среднегодовой приемистостью 72,6 м3/сут.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 634 тыс.т. Выработка извлекаемых запасов – 52%. Текущий КИН составил 0,080 доли ед.

V объект

В 2018г при проектном добывающем фонде 7 ед. запланированная добыча нефти составляет 124,6 тыс.т, жидкости 310,7 тыс.т. По факту отобрано 156,0 тыс.т нефти и 336,1 тыс.т жидкости, что выше проектного значения, за счет работы скважин с высоким дебитом, коэффициентом эксплуатации и использования. В добывающем фонде находятся 6 скважин, с учетом выбытия одной скважины №470 на I объект.

Нагнетательный фонд соответствует проектному и составляет 4 ед., при этом закачка воды равна 289,5 тыс.м3, что меньше проектного 290,5 тыс.м3, что связано с работой нагнетательных скважин с низким коэффициентом использования 0,80 доли ед., при проектном значении 0,95 доли ед.

В 2019г фактически отобрано 101,9 тыс.т нефти, что ниже проектного значения на 3,4%. Фонд добывающих скважин на конец года соответствовал проектному и составил 6 ед. Обводненность составила 72,7%, что выше проектного значения – 69,4%. Среднегодовой дебит нефти составил 46,7 т/сут при проектном значении 50,7 т/сут.

Закачка воды составила 428,0 тыс.м³, что ниже проектного значения - 465,5 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин соответствовал проектному и составил 4 ед., приемистость нагнетательной скважины составила 296,6 м³/сут при проектной – 335,6 м³/сут.

В 2020г добыча нефти составила 57,2 тыс.т, что ниже на 32% от проектного уровня. Фонд добывающих скважин соответствует проектному и составил 6 ед. Обводненность составила 84,4% при проектной 76,7%. Среднегодовой дебит нефти составил 24,5 т/сут при проектном 36,3 т/сут.

Закачка воды составила 381,9 тыс.м³, что на 13% ниже от запланированного значения 431,5 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин соответствовал проектному и составил 4 ед.. Приемистость нагнетательной скважины составила 268,8 м³/сут при проектной – 311,1 м³/сут.

В 2021г добыча нефти составила 53,7 тыс.т, что соответствует проектному уровню. Фонд добывающих скважин соответствует проектному и составил 6 ед. Обводненность составила 85,4% и соответствует проектному уровню. Среднегодовой дебит нефти составил 24,5 т/сут при проектном 25,4 т/сут.

Закачка воды составила 321,9 тыс.м³, что на 21,6% ниже от запланированного значения 410,4 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин соответствовал проектному и составил 4 ед.. Приемистость нагнетательной скважины составила 247,4 м³/сут при проектной – 247,4 м³/сут.

В 2021г добыча нефти составила 56,7 тыс.т, что превышает проектный уровень на 64%. Передостигание проектных показателей связано с болим дебитом скважин. Среднегодовой дебит нефти составил 26,7 т/сут при проектном 17,3 т/сут. Фонд добывающих скважин соответствует проектному и составил 6 ед. Обводненность составила 79,4%, что меньше проектного на 8,5%.

Закачка воды составила 239,6 тыс.м³, что на 23% ниже от запланированного объема закачки 294,7 тыс.м³. Фонд нагнетательных скважин ниже проектного на 1 ед. в связи с выбытием скважины №9 в наблюдательный фонд. Приемистость нагнетательной скважины составила 234,7 м³/сут при проектной – 210,3 м³/сут.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 1125,5 тыс.т. Выработка извлекаемых запасов – 90%. Текущий КИН составил 0,372 доли ед.

Таблица 3.2.20 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018		2019		2020		2021		2022	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Добыча нефти	тыс.т	2404,2	2342,7	1888,7	1899,2	1232,5	1296,3	1125,2	1214,6	1162,2	1061,9
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	2271,887	2155,1	1846,7	1871,4	1217,6	1272,9	1125,2	1198,8	1162,2	1052,8
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	132,313	174,7	42,0	27,8	14,9	22,0	0,0	15,8	23,8	9,1
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	-	12,9	-	0	-	1,3	-	0	-	0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	-	1158,5	-	1008,8	-	765,9	-	648,3	-	659,9
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	41262,2	41178,5	43068,0	43077,7	44300,6	44374,0	45425,8	45588,6	46771,7	46650,5
7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	-	6356,8	-	7365,5	-	8131,4	-	8779,7	-	9439,6
9	Темп отбора от НИЗ	%	4,3735788	4,4	3,4	3,6	2,2	2,4	2,0	2,3	2,2	2,0
10	Темп отбора от ТИЗ	%	14,920871	19,4	13,7	18,6	10,4	14,6	10,5	15,8	15,2	16,0
11	Текущий КИН	доли ед.	0,432477	0,455	0,451	0,476	0,464	0,490	0,476	0,504	0,517	0,515
12	Выработанность запасов	%	75,06176	77,3	78,3	80,9	80,6	83,3	82,6	85,6	87,8	87,6
13	Добыча жидкости	тыс.т	4767,1	4875,8	4561,2	4576,3	3557,3	3934,2	3860,0	4293,7	4287,0	4158,9
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	4498,39	4613,5	4484,0	4524,6	3529,5	3891,0	3860,0	4273,4	4242,2	4146,7
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	268,71	262,2	77,2	51,6	27,8	43,2	0,0	20,4	16,9	12,2
16	<i>мехспособом</i>	тыс.т	-	3388,6	-	3516,0	-	3161,3	-	3261,8	-	3261,6
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	49063,2	49258,9	53820,2	53835,2	57377,4	57769,4	61237,4	62063,2	66275,7	66222,1
18	Добыча газа	млн.м ³	337,7	326,7	267,0	268,2	166,9	184,4	174,7	166,3	157,8	132,7
19	Накопленная добыча газа	млн.м ³	6096,2	6078,2	6345,2	6346,4	6512,0	6530,8	6686,7	6697,1	6858,3	6829,7
20	Текущий газовый фактор	м ³ /т	140,46252	139,4	141,4	141,2	135,4	142,2	155,3	136,9	135,8	124,9
21	Обводненность среднегод. по весу	%	49,566823	52,0	58,6	58,5	65,4	67,1	70,9	71,7	72,9	74,5
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	50,759927	33,4	45,6	46,2	46,4	49,0	56	22,3	73,1	25,5
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	49,495553	53,3	58,8	58,6	65,5	67,3	70,9	71,9	52,6	74,6
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	325	325,0	342,1	342,1	353,5	353,5	353,5	359,2	353,5	366,8
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	125	126	137	133	141	128	139	135	134	140
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	14	18	10	12	7	19	0	13	10	10
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	13	16	9	9	6	6	0	3	4	4
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	6	0	11	0	6	0	12	6	7
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	2	1	3	1	3	0	10	0	6
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	1	0	1	0	3	0	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	125	125	137	132	141	125	139	135	134	140
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	9	11	1	8	3	27	2	4	6	6
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	9	0	6	0	25	0	4	0	6
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0
38	<i>под закачку</i>	ед.	9	2	0	2	2	2	0	0	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	28	25	27	27	44	33	44	42	45	42
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	28	22	27	27	44	27	44	40	45	41
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	2	5	3	17	3	0	19	1	3
43	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	10	1	0	0	0	0
44	<i>из них нагнетательные в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	1	0	8	0	0

Продолжение таблицы 3.2.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
45	<i>в наблюдательном фонде</i>	ед.	0	0	0	0	0	3	0	4	0	1
46	<i>в т.ч. из наблюдательного фонда</i>	ед.	9	1	5	2	7	2	0	3	0	0
47	<i>в т.ч. из консервации</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	<i>в т.ч. из прочих категорий</i>	ед.	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0
49	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1
50	Закачка воды	тыс.м ³	5251,2	2965,3	3596,9	3571,4	4999,0	4352,1	5901,3	4821,5	5070,7	5098,5
51	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	51157,1	48596,4	52193,3	52167,9	57192,4	56519,9	63093,7	61341,4	66493,3	68790,9
52	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	91,2	50,9	67,9	67,1	124,6	98,8	139,0	102,5	108,6	113,3
53	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	47,9	45,4	45,8	45,7	48,0	47,2	50,7	48,8	50,6	52,5
54	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	53,5	54,0	39,6	41,4	24,9	27,8	23,2	25,8	26,0	21,4
55	<i>по жидкости</i>	т/сут	106,2	112,3	95,7	99,8	72,0	84,4	79,5	91,2	96,0	83,9
56	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	51,78591	55,9	25,2	20,6	10,0	13,4	-	30,4	16,2	21,0
57	<i>по жидкости</i>	т/сут	105,17025	83,9	46,4	38,3	18,7	26,3	-	39,2	34,2	28,2
58	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	540,9	423,2	376,8	445,8	327,7	448,5	386,8	395,8	325,4	319,6
59	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,95	0,90	0,95	0,93	0,95	0,89	0,95	0,97	0,95	0,94
60	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95	0,97	0,95	0,96	0,95	0,97
61	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0,5	0,90	0,50	0,93	0,50	0,89	0,95	0,85	0,95	0,75
62	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,82	0,95	0,86	0,95	0,98	0,95	0,93	0,95	0,92
63	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,97	0,95	0,95	0,95	0,98	0,95	0,91	0,95	0,97

Таблица 3.2.21 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018		2019		2020		2021		2022	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Добыча нефти	тыс.т	298,0	275,0	235,4	232,9	278,6	200,7	209,9	171,3	183,6	166,2
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	211,4	242,8	211,9	201,5	249,4	183,7	209,9	43,7	183,6	166,2
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	86,6	32,22	23,5	15,36	29,2	10,88	-	2,50	3,2	0,02
4	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	232,9	-	232,9	-	200,7	-	171,3	183,6	166,2
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	3633,1	3607,8	3843,2	3840,7	4121,8	4041,4	4331,7	4212,7	4407,6	4379,0
6	<i>в т.ч.: механизированным способом</i>	тыс.т	-	3024,2	-	3840,7	-	3457,8	-	3629,1	-	3795,3
7	Темп отбора от НИЗ	%	5,8	5,3	3,1	3,1	3,7	2,7	4,1	1,4	3,6	3,2
8	Темп отбора от ТИЗ	%	16,5	15,2	6,0	5,9	7,6	5,4	6,2	3,0	20,0	17,9
9	Текущий КИН	доли ед.	0,180	0,178	0,190	0,190	0,204	0,200	0,214	0,208	0,218	0,217
10	Выработанность запасов	%	70,6	70,1	74,7	74,7	80,1	78,6	84,2	81,9	85,7	85,1
11	Добыча жидкости	тыс.т	1077,3	824,8	756,2	733,3	1221,6	862,4	1391,5	913,7	1164,4	1015,6
12	<i>в т.ч.: из переходящих скважин</i>	тыс.т	869,8	743,7	696,6	701,7	1158,1	837,8	1391,5	909,3	1164,4	1015,4
13	<i>новых скважин</i>	тыс.т	207,5	81,1	59,6	31,6	63,5	24,6	-	4,4	4,5	0,2
14	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	824,8	-	733,3	-	862,4	-	913,7	-	1015,6
15	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	6973,6	7798,4	7476,8	7450,2	8698,4	8312,5	10089,9	8844	10540,0	10246,5
16	Добыча газа	млн.м³	12,0	12,4	10,2	11,2	12,8	11,9	10,6	8,4	10,9	7,9
17	Накопленная добыча газа	млн.м³	166,0	178,4	177,0	177,9	189,8	189,8	200,4	195	211,7	206,2
18	Текущий газовый фактор	м³/т	40,3	44,9	43,2	48,3	45,9	59,3	50,5	49,0	59,3	47,2
19	Обводненность среднегод. по весу	%	72,3	66,7	68,9	68,2	77,2	76,7	84,9	81,3	84,2	83,6
20	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	%	-	60,3	60,6	51,4	54,0	55,7	84,9	43,2	30,0	90,4
21	<i>переходящих скважин</i>	%	-	67,4	69,6	69,0	78,5	77,3	0	81,4	84,4	83,6
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	93,7	101,1	114,4	114,4	125,8	125,8	125,8	129,6	131,5	131,5
23	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	52	50	60	53	65	59	59	61	55	60
24	Ввод новых добывающих скважин	ед.	16	15	13	14	11	19	0	9	2	4
25	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	11	11	7	7	6	6	0	2	2	1
26	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	4	4	5	6	5	3	0	4	0	2
27	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	0	1	1	0	1	0	3	0	1
28	<i>из консервации</i>	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0
31	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	52	50	60	52	65	56	59	61	55	60
32	Выбытие добывающих скважин	ед.	5	5	3	12	6	13	6	9	2	6
33	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	2	0	8	0	10	0	0	0	3
34	<i>на другой горизонт</i>	ед.	1	2	3	2	0	2	0	1	0	3
35	<i>под закачку</i>	ед.	4	1	0	2	2	1	0	8	0	0
36	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	11	10	9	12	26	15	26	25	26	25
38	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	11	8	9	12	26	12	26	25	26	25
39	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	0	1	2	17	11	0	13	0	3
40	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	10	9	0	0	0	0
41	<i>из них нагнетательные в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	4	0	8	0	0
42	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0	4	0	2	0	0
43	<i>в наблюдательном фонде</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	Закачка воды	тыс.м³	968,4	508,1	670,2	617,4	1769,0	810,1	2066,9	876,8	1423,6	1133
46	Накопленная закачка воды	тыс.м³	1905,1	1369,4	2039,5	1986,7	3808,5	2796,9	5875	3673,7	5309,7	7157
47	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	84,3	57,1	82,0	78,5	138,7	90,5	147,1	94,1	120,0	110,4
48	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	23,6	15,5	23,3	23,1	37,9	29,5	51,3	36,5	44,9	62,5

Продолжение таблицы 3.2.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
49	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	18,2	16,8	12,6	22,8	13,0	10,1	9,7	8,2	9,7	7,7
50	<i>по жидкости</i>	т/сут	63,5	51,3	39,3	12,6	56,0	43,4	64,6	43,6	59,5	47,0
51	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	29,7	17,2	8,9	40,1	9,6	8,2	0	9,7	0,0	0,6
52	<i>по жидкости</i>	т/сут	71,0	40,0	22,7	11,4	20,9	18,6	0	17,0	0,0	6,7
53	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	306,70	191,38	226,70	25,78	354,40	185,8	229,3	149,0	156,30	127,0
54	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,95	0,91	0,95	0,70	0,95	0,99	0,5	0,97	0,95	0,96
55	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,99	0,95	0,95	0,95	0,99	0,95	0,97	0,95	0,96
56	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0,50	44,94	0,50	48,29	0,50	59,32	0,95	49,05	0,95	47,25
57	Коэффициент использования нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,91	0,95	0,70	0,95	0,99	0,95	0,97	0,95	0,96
58	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,99	0,95	0,95	0,95	0,99	0,95	0,97	0,95	0,96

Таблица 3.2.22 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018		2019		2020		2021		2022	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Добыча нефти	тыс.т	138,7	142,3	102,1	106,1	69,3	109,6	52,8	107,2	93,4	96,5
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	138,7	142,3	102,1	106,1	65,1	109,6	50,4	107,2	93,4	96,5
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	0	0	0	0	4	0	2	0	0	0
4	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	135,8	-	106,1	-	109,6	-	107,2	93,4	96,5
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2528,5	2501,6	2604,6	2607,7	2673,9	2717,3	2726,7	2824,5	2916,7	2921,0
6	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	1463,2	-	1569,3	-	1678,9	-	1786,0	-	1882,6
7	Темп отбора от НИЗ	%	2,9	3,0	2,1	2,3	1,5	2,3	1,1	2,3	2,0	2,1
8	Темп отбора от ТИЗ	%	5,8	6,1	4,5	4,9	3,2	5,3	2,6	5,4	5,0	5,2
9	Текущий КИН	доли ед.	0,275	0,272	0,283	0,283	0,290	0,295	0,296	0,307	0,317	0,317
10	Выработанность запасов	%	53,1	53,4	54,7	55,7	56,1	58,0	57,2	60,3	62,3	62,3
11	Добыча жидкости	тыс.т	471,0	470,8	424,6	455,6	430,0	473,4	461,5	525,9	476,4	540,4
12	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	471	470,8	424,6	455,6	379,7	473,4	457,6	525,9	476,4	540,4
13	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	0	0,0	0,0	0,0	50,3	0,0	3,9	0,0	0,0	0,0
14	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	440,9	-	455,6	-	473,4	-	525,9	-	540,4
15	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	3619,7	3598,9	4023,5	4054,4	4453,5	4527,8	4915,0	5053,7	5479,3	5594,1
16	Добыча газа	млн.м³	12,8	11,534	8,378	8,461	6,012	8,730	5,000	8,745	7,4	8,032
17	Накопленная добыча газа	млн.м³	211,0	205,209	213,587	213,671	219,599	222,401	224,599	231,146	238,2	239,178
18	Текущий газовый фактор	м³/т	92,3	81,1	82,0	79,8	86,7	79,7	94,7	81,6	79,7	83,2
19	Обводненность среднегод. по весу	%	70,6	69,8	76,0	76,7	83,9	76,8	88,6	79,6	80,4	82,1
20	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	0,0	0,0	-	0,0	91,7	0,0	38,2	0,0	0,0	0,0
21	<i>переходящих скважин</i>	%	70,6	69,8	-	76,7	82,9	76,8	89,0	79,6	80,4	82,1
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
23	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	14	13	11	13	12	12	13	14	14	13
24	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	0	3	1	1	1	2	1	0
25	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0
27	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	0	0	2	0	1	0	1	0	0
28	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	14	13	11	13	12	12	13	14	14	0
32	Выбытие добывающих скважин	ед.	3	4	1	3	0	2	0	0	1	0
33	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	2	0	1	0	1	0	0	0	1
34	<i>на другой горизонт</i>	ед.	0	1	0	2	0	1	0	0	0	0
35	<i>под закачку</i>	ед.	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
36	<i>в консервацию</i>	ед.	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	5	2	3	2	3	2	3	4	3	4
38	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	5	1	3	2	3	2	3	4	3	4
39	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	1	2	1	0	0	0	2	0	0
40	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	<i>из них нагнетательные в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3.2.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
42	из нагнетательного фонда других объектов	ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
43	в т.ч. из добывающего фонда	ед.	4	1	2	1	0	0	0	0	0	0
44	в т.ч. из наблюдательного фонда	ед.	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
45	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
46	Закачка воды	тыс.м ³	406,5	49,6	79,1	71,8	184,8	138,2	344,6	221,9	199,6	157,9
47	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	1322,3	959,6	1038,8	1031,4	1223,6	1169,6	1568,2	1391,5	1570,5	1549,4
48	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	76,0	9,6	17,4	14,8	41,7	27,5	74,0	40,3	40,0	28,2
49	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	26,1	20,5	18,9	20,0	20,6	20,7	24,4	22,4	23,6	22,9
50	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	24,9	29,2	26,8	24,7	17,5	24,1	12,3	22,5	20,9	19,8
51	по жидкости	т/сут	84,6	96,5	111,3	105,9	107,6	104,2	106,3	110,3	106,4	110,6
52	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	0	0	0	0	18,3	0	9,7	0	0	0
53	по жидкости	т/сут	0	0	0	0	216,6	0	15,7	0	0	0
54	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	377,6	191,4	76,1	201,2	177,7	185,8	331,2	149,0	189,8	127,0
55	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95	0,93	0,50	0,94	0,95	0,96
56	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95	0,98	0,95	0,98	0,95	0,98
57	в т.ч. из новых скважин	доли ед.	0,50	0,00	0,50	0,00	0,50	0,88	0,95	0,98	0,95	0,95
58	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,58	0,95	0,93	0,95	0,97	0,95	0,96
59	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,92	0,95	0,93	0,95	0,97	0,95	0,96

Таблица 3.2.23 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018		2019		2020		2021		2022	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Добыча нефти	тыс.т	1789,1	1731,9	1412,5	1422,0	778,3	874,0	765,4	828,8	780,5	598,5
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	1588,9	1590,4	1353,0	1409,5	778,3	874,0	765,4	828,8	780,5	597,2
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	200,2	141,41	59,5	12,42	0	0	0	0,0004	0	1,32
4	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	1789,1	574,9	1412,5	531,5	778,3	343,6	765,4	262,4	780,5	199,1
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	33936,7	33867,8	35349,2	35289,8	36127,5	36163,7	36892,9	36992,5	37673,4	37591,0
6	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	1155,6	-	1687,1	-	2030,7	-	2293,1	-	2492,2
7	Темп отбора от НИЗ	%	4,4	4,2	3,5	3,5	1,9	2,1	1,9	2,0	1,9	1,5
8	Темп отбора от ТИЗ	%	25,6	24,6	25,3	25,2	16,2	18,4	19,0	21,1	24,0	18,0
9	Текущий КИН	доли ед.	0,681	0,680	0,709	0,708	0,725	0,726	0,740	0,742	0,756	0,754
10	Выработанность запасов	%	82,9	82,8	86,4	86,2	88,3	88,4	90,2	90,4	92,1	91,9
11	Добыча жидкости	тыс.т	2798,1	3182,8	2974,7	2945,0	1512,5	2118,4	1583,9	2398,4	2193,7	2075,4
12	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	2420,5	3002,8	2902,9	2925,0	1512,5	2118,4	1583,9	2397,9	2193,7	2073,7
13	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	377,6	179,9	71,8	20,0	0	0	0	0,5	0,0	1,7
14	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	1750,2	-	1884,8	-	1345,6	-	1366,4	-	1180,9
15	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	36646,9	37152,9	40093,6	40097,9	41606,1	42216,3	43190,0	44614,7	46668,4	46690,2
16	Добыча газа	млн.м³	296,6	283,610	234,6	234,669	137,0	152,751	147,9	138,528	129,3	97,948
17	Накопленная добыча газа	млн.м³	5597,6	5579,255	5812,4	5813,924	5949,4	5966,674	6097,3	6105,202	6237,3	6203,150
18	Текущий газовый фактор	м³/т	165,8	163,8	166,1	165,0	176,0	174,8	193,2	167,2	165,6	163,7
19	Обводненность среднегод. по весу	%	36,1	45,6	52,5	51,7	48,5	58,7	51,7	65,4	64,4	71,2
20	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	%	34,4	47,0	53,4	51,8	48,5	58,7	51,7	65,4	-	71,2
21	<i>новых скважин</i>	%	47,0	21,4	17,1	38,0	0	0	0	99,9	-	24,1
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	116,7	126,3	130,1	130,1	130,1	130,1	130,1	130,1	132,0	130,1
23	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	46	48	52	53	46	40	44	43	38	39
24	Ввод новых добывающих скважин	ед.	4	8	4	4	0	0	0	8	0	1
25	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	2	5	2	2	0	0	0	0	0	0
26	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	2	2	2	2	0	0	0	2	0	1
27	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	1	0	0	0	0	0	6	0	0
28	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	46	48	52	52	46	40	44	43	38	39
32	Выбытие добывающих скважин	ед.	4	6	0	0	6	13	2	5	3	5
33	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	5	0	0	0	10	0	1	0	1
34	<i>на другой горизонт</i>	ед.	3	1	0	0	0	3	0	10	0	0
35	<i>под закачку</i>	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	8	9	11	9	11	11	11	10	12	11
38	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	8	9	11	9	11	9	11	10	12	11
39	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	1	2	0	0	2	0	0	1	0
40	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	<i>из них нагнетательные в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3.2.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
42	<i>из других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
43	<i>в т.ч. из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	1	2	0	0	2	0	0	0	0
44	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	Закачка воды	тыс.м ³	3585,7	2118,2	2382,0	2454,3	2613,7	3021,8	3079,4	3377,8	3152,9	3483,6
46	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	42617,5	45751,2	42200,2	48205,5	44813,9	51227,2	47893	54605,0	57669,4	58088,7
47	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	88,5	49,8	61,0	64,5	128,0	115,0	147	118,1	120,0	145,8
48	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	69,4	77,0	64,2	76,2	66,2	77,8	68,2	79,4	81,0	81,7
49	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	109,2	104,6	82,0	79,4	45,7	53,6	49	53,5	55,9	41,2
50	<i>по жидкости</i>	т/сут	169,30	192,2	171,22	164,4	88,7	130,0	101,4	154,9	157,2	142,8
51	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	274,3	186,3	66,0	50,9	0	0	0	0,1	0	25,3
52	<i>по жидкости</i>	т/сут	517,3	237,0	79,6	82,1	0	0	0	95,7	0	33,4
53	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	1292,60	747,9	683,36	797,4	685,3	924,4	807,3	949,9	784,6	943,3
54	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,95	0,88	0,95	0,95	0,95	0,98	0,5	0,98	0,95	0,97
55	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,98	0,95	0,98	0,95	0,98	0,95	0,97
56	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0,50	0,88	0,50	0,91	0,50	0,0	0,95	0,95	0,95	0,96
57	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,99	0,95	0,98	0,95	0,99
58	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,99	0,95	0,98	0,95	0,99

Таблица 3.2.24 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018		2019		2020		2021		2022	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Добыча нефти	тыс.т	53,7	37,5	33,2	36,4	30,9	54,8	44,1	53,7	70,2	143,9
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	53,7	36,5	33,2	36,4	24,4	43,7	32,8	50,8	51,5	136,1
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	0	1,0	0	0,0	7	11,1	11,3	2,9	19	7,8
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	0	6,5	0	0	0	1,3	0	0,0	0	0,0
5	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	37,5	-	36,4	-	54,8	0	53,7	70,2	141,4
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	345,1	345,3	378,4	381,6	409,3	436,4	453,4	490,1	555,7	634,0
7	<i>механизированным способом</i>	тыс.т		327,1	-	363,5		418,3	-	472,0		613,3
8	Темп отбора от НИЗ	%	4,4	3,1	2,7	3,0	2,5	4,5	3,6	4,4	5,8	11,8
9	Темп отбора от ТИЗ	%	6,1	4,3	3,9	4,3	3,8	7,0	5,8	7,4	10,6	24,6
10	Текущий КИН	доли ед.	0,043	0,043	0,048	0,048	0,052	0,055	0,057	0,062	0,070	0,080
11	Выработанность запасов	%	28,3	28,3	31,0	31,3	33,6	35,8	37,2	40,2	45,6	52,0
12	Добыча жидкости	тыс.т	110,1	61,3	60,6	69,5	69,6	114,1	100,3	116,2	166,6	252,4
13	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	110,1	60,1	60,6	69,5	55,1	95,5	84,2	113,1	131,1	242,1
14	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	0	1,2	0,1	0,0	15	18,6	16,1	3,0	3	10,3
15	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	61,3	-	69,5	-	114,1	-	116,2	119,2	249,6
16	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	536,8	488,5	549,2	558,0	618,8	672,2	719,1	788,4	957,5	1040,8
17	Добыча газа	млн.м³	2,6	3,577	3,266	3,637	3,2	5,275	5,1	5,270	6,8	13,150
18	Накопленная добыча газа	млн.м³	29,4	34,287	37,553	37,924	40,8	43,199	45,9	48,469	54,7	61,619
19	Текущий газовый фактор	м³/т	48,4	95,3	98,5	100,0	104,3	96,3	115,6	98,2	96,2	91,4
20	Обводненность среднегод. по весу	%	51,2	38,7	45,3	47,7	55,7	52,0	56,0	53,8	57,9	43,0
21	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	0,0	12,3	99,2	0,0	55,2	40,2	29,9	5,0	47,4	24,3
22	<i>из переходящих скважин</i>	%	51,2	39,3	45,3	47,7	55,8	54,3	61	55,1	60,7	43,8
23	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	19,4	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	30,5	26,6
24	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	6	9	8	8	12	11	17	11	21	22
25	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	1	1	2	4	4	5	5	9	12
26	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3
27	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	0	1	2	3	3	5	5	2	4
28	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	1	0	0	1	0	0	0	5	5
29	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
32	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	6	8	8	8	12	11	17	11	21	22
33	Выбытие добывающих скважин	ед.	3	1	1	3	0	4	0	5	0	1
34	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	0	0	0	0	3	0	2	0	1
35	<i>на другой горизонт</i>	ед.	2	1	1	3	0	1	0	1	0	0
36	<i>под закачку</i>	ед.	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
37	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
38	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	0	0	0	0	0	1	0	4	0	4
39	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	0	0	0	0	0	0	0	4	0	4
40	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	1	0	4	0	0
41	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3.2.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
42	<i>из них нагнетательные в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
43	<i>из добывающего фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
44	<i>в т.ч. из нагнетательного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
45	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Закачка воды	тыс.м ³	0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0	23,1	0	84,6
47	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0	23,1	0	107,7
48	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0	16,8	0	27,2
49	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0	3,0	0	10,2
50	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	20,0	10,6	12,0	11,5	9,2	15,3	9,0	14,4	13	22,4
51	<i>по жидкости</i>	т/сут	41,0	17,3	21,7	22,0	19,9	31,9	19,8	31,2	31,5	39,3
52	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	0	5,5	0,0	0,0	7,1	34,8	9,1	32,1	16,6	22,3
53	<i>по жидкости</i>	т/сут	0	6,3	0,3	0,0	16,0	58,2	13	33,8	25,6	29,5
54	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0	66,5	0	72,3
55	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,78	0,95	0,73	0,5	0,93	0,5	0,88
56	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,99	0,95	0,93	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,91
57	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0,50	0,88	0,50	0,71	0,50	0,86	0,95	0,96	0,95	0,95
58	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	-	-	-	-	-	-	0,95	0,96	0	0,97
59	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	-	-	-	-	-	-	0,95	0,96	0	0,97

Таблица 3.2.25 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки V объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018		2019		2020		2021		2022	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Добыча нефти	тыс.т	124,6	156,0	105,5	101,9	75,5	57,2	52,9	53,7	34,5	56,7
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	124,6	156,0	105,5	101,9	75,5	57,2	52,9	43,3	32,5	56,7
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,43	2,00	0,00
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т		0		0		0		0	0	0
5	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	135,3	-	101,9	-	57,2	0,0	53,7	34,5	56,7
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	809,4	856,0	961,5	957,9	1036,9	1015,1	1089,8	1068,8	1093,9	1125,5
7	<i>механизированным способом</i>	тыс.т		386,7	-	488,6	-	545,8	-	599,5	-	656,2
9	Темп отбора от НИЗ	%	10,0	12,5	8,4	8,1	6,0	4,6	4,2	4,3	2,8	4,5
10	Темп отбора от ТИЗ	%	28,2	39,5	36,4	34,8	35,2	24,2	32,8	29,5	22,0	45,2
11	Текущий КИН	доли ед.	0,268	0,283	0,318	0,317	0,343	0,336	0,360	0,353	0,362	0,372
12	Выработанность запасов	%	64,7	68,4	76,9	76,6	82,9	81,1	87,1	85,4	87,4	90,0
13	Добыча жидкости	тыс.т	310,7	336,1	345,1	372,9	323,6	365,9	322,7	339,6	285,9	275,0
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	310,7	336,1	345,1	372,9	323,6	365,9	322,7	327,1	276,6	275,0
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4	9,3	0,0
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	-	311,4	-	372,9	-	365,9	-	339,6	285,9	275,0
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1251,4	1297,2	1642,3	1670,0	1965,8	2035,9	2288,5	2375,5	2630,5	2650,5
18	Добыча газа	млн.м³	13,7	15,599	10,548	10,188	7,867	5,721	6,100	5,373	3,452	5,672
19	Накопленная добыча газа	млн.м³	90,7	92,618	103,100	102,806	111,000	108,527	117,100	113,900	116,415	119,572
20	Текущий газовый фактор	м³/т	110,0	100,0	100,0	100,0	104,3	100,0	115,3	100,0	100,0	100,0
21	Обводненность среднегод. по весу	%	59,9	53,6	69,4	72,7	76,7	84,4	83,6	84,2	87,9	79,4
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1	78,7	0,0
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	59,9	53,6	69,4	72,7	76,7	84,4	83,6	86,8	88,2	79,4
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	15,0	13,1	15,0
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	<i>прочих категорий</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	7	6	6	6	6	6	6	6	6	0
34	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0
35	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
36	<i>на другой горизонт</i>	ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
37	<i>под закачку</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
40	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
41	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3.2.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
42	в т.ч. из эксплуатационного бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	<i>из них нагнетательные в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	<i>в наблюдательном фонде</i>	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	<i>в т.ч. из наблюдательного фонда</i>	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
47	Закачка воды	тыс.м ³	290,5	289,5	465,5	428,0	431,5	381,9	410,4	321,9	294,7	239,6
48	Накопленная закачка воды	тыс.м ³	521,0	516,3	980,4	944,3	1411,9	1326,2	1822,3	1648,1	1943,7	1887,8
49	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	74,8	68,5	114,9	101,7	119,1	99,5	119,0	90,2	100,0	80,4
50	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	28,9	28,6	42,9	42,5	53,3	50,8	61,1	55,6	60,1	57,9
51	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	49,9	67,1	50,7	46,7	36,3	24,5	25,4	24,5	17,3	26,7
52	<i>по жидкости</i>	т/сут	124,4	144,5	165,9	170,8	155,5	156,7	155,1	154,8	143,1	129,3
53	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	62,5	35,1	0,0
54	<i>по жидкости</i>	т/сут	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	74,5	35,1	0,0
55	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м ³ /сут	237,6	247,9	335,6	296,6	311,1	268,8	295,9	247,4	210,3	234,7
56	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,95	0,99	0,95	1,00	0,95	0,91	0,95	0,99	0,95	0,97
57	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,95	0,99	0,95	1,00	0,95	0,97	0,95	0,99	0,95	0,97
58	<i>в т.ч. из новых скважин</i>	доли ед.	0,50	-	0,95	-	0,95	0,94	0,95	0,99	0,95	0
59	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,80	0,95	0,99	0,95	0,97	0,95	0,98	0,95	0,93
60	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,99	0,95	0,97	0,95	0,98	0,95	0,91

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождения Акшабулак Центральный, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется на информации, полученной по ограниченной группе скважин, пробуренных и исследованных геофизическими и гидродинамическими методами.

Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, начальное положение ВНК и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение.

На базе полученного распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $y(x)$ и производительности $W(x)$.

После чего, используя схему Стайлза, представляющую собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – долю вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

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

V_3^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;

V_n^2 – неоднородность пластов по проницаемости;

$V_я^2$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

$K_{прод.ср.}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин;

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

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике, основные принципы и формулы которой изложены в работах.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для месторождения Акшабулак Центральный проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенных объектов разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемое историческое сопоставление, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки.

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$ с учетом известного общего числа введенных в работу скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_0(t)/Q_0(t)} \quad (3.3.1)$$

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:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t) / q_0(t)} \quad (3.3.2)$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр $q_0(t)$, 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 выполняется прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

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

На месторождении Акшабулак Центральный установлена промышленная нефтегазоносность нижненеокомских (М-II-1, М-II-2), верхнеюрских (Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I, Ю-II, Ю-III), среднеюрских (Ю-IV) и протерозойской-палеозойских (фундамент) отложений.

В «ПЗ-2015г» продуктивные горизонты были выделены в 3 основных и 3 возвратных объектов разработки:

- I эксплуатационный объект – нефтяные залежи горизонта М-II с пластами М-II-1, М-II-2;
- II эксплуатационный объект – русловые отложения горизонтов Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-I;
- III эксплуатационный объект – горизонты Ю-IIIа и Ю-III;
- IV эксплуатационный объект (возвратный) – нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-I;
- V эксплуатационный объект (возвратный) – нефтяные залежи горизонта Ю-II;
- VI эксплуатационный объект (возвратный) – горизонт Pz.

Условия геологического строения залежей, когда запасы нефти рассредоточены по всей площади месторождения и многопластовое строение продуктивного разреза определяют подходы к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-физической характеристики с учетом распространенности залежей по площади и разрезу, а также технических и технологических возможностей разработки.

В рамках данной работы выделение объектов не претерпело значительных изменений. Дополнительно в качестве возвратного был выделен горизонт Ю-IV. Горизонт М-I выделяется объектом доразведки, и требует дальнейшего изучения.

Решающими факторами, рассматриваемыми в качестве критериев объединения залежей в один эксплуатационный объект, явились такие, как значительный срок совместной 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.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов на месторождении выделяются 3 основных самостоятельных эксплуатационных объектов и 4 «возвратных объектов»:

- I эксплуатационный объект – горизонты М-II-1, М-II-2;
- II эксплуатационный объект – русловые отложения горизонтов Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-I;
- III эксплуатационный объект – горизонты Ю-IIIа и Ю-III;
- IV эксплуатационный объект (возвратный) – нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-I;
- V эксплуатационный объект (возвратный) – горизонт Ю-II;
- VI объект (возвратный) – горизонт Ю-IV;
- VII объект (возвратный) – палеозойское отложение Pz (фундамент).

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

Таблица 3.4.1 Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	I объект				II объект						III объект			IV объект								V объект	VI объект	VII объект				
	М-II-1		М-II-2		Ю-0-16		Ю-0-2		Ю-0-1		II объект		Ю-IIIa	Ю-III	III объект	Ю-0-1a		Ю-0-16		Ю-0-2		Ю-0-1		IV объект		Ю-II	Ю-IV	Pz
	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг
Средняя глубина залегания, м	-1527,8	-1522,7	-1545,5	-1532	-1604,8	-1599,3	-1628,4	-1603,1	-1644,1	-1616	-1776,3	-1776,3	-1776,3	-1589,8	-1574,4	-1604,8	-1599,3	-1628,4	-1603,1	-1644,1	-1635,7	-1610	-1669	-1804,0	-1828,30			
Тип залежи	пластово-сводовые, тектонически - литологически экранированные																											
Тип коллектора	терригенные, терригенно-карбонатные																											
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ² (B+C1)	20749	19497	8739	48985	918	2515	2379	766	1458	8036	23403	40396	63799			4690	6636	6942	6693	3352	1740	30053	8881	615,6	549			
Средняя эффек.общая толщина коллектора, м	10,6	16	3,5	10	10,2	18,6	10,5	21,2	23,2	16,7	3,3	11	7,2	2,1	2	3,3	2,7	5,5	4,5	3,3	3	3,3	7,2	7,0	9,8			
Средняя нефтенасыщенная толщ. кол., м	7	6	2,9	5,3	9,6	15	6,9	15,7	12,5	12	3,25	6,8	5	1,1	2	2,8	2,2	3,9	2,8	3	2,8	2,6	3,5	3,0	16			
Пористость по ГИС, д.ед	0,18	0,17	0,17	0,18	0,26	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,15	0,26	0,24	0,22	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,22	0,24	0,25	0,18	0,11			
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.	0,5	0,49	0,53	0,5	0,55	0,55	0,49	0,5	0,55	0,54	0,61	0,84	0,81	0,47	0,52	0,48	0,49	0,5	0,5	0,52	0,48	0,49	0,54	0,56	0,6			
Проницаемость, *10-3мкм ² (доб/нагн)	363,7	81		222,9						177,9			3890,8									11,5	300,3	-	-			
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,5	0,4	0,9	0,6	0,3	0,8	0,5	0,9	0,7	0,6	0,9	1	0,9	0,6	0,8	0,5	0,6	0,5	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,8			
Коэффициент расчлененности, доли ед.	7	9	2	6	3	4	4	2	8	4	5	2	4	2	2	3	2	5	4	3	2	3	3	3	8			
Начальная пластовая температура, °С	71,2	70,7	71,2	70,9	71,8	72	72,9	72	72,9	72,3	79	79	79	71,8	72	71,8	72	72,9	72	72,9	72	72,1	78	-	-			
Начальное пластовое давление, МПа	16,8	16,6	16,8	16,7	17,6	17,7	17,9	17,5	17,9	17,7	19,3	19,3	19,3	17,6	17,5	17,6	17,5	17,9	17,5	17,9	17,5	17,6	18,2	-	-			
Средняя продуктивность, т/(сут·МПа)	45,12	27,55	-	38,4	-	-	-	-	-	97,5	-	-	1445,4	-	-	-	-	-	-	-	-	6,2	134,4	-	-			
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	2,2	1,26	-	1,73	1,84	0,86	-	-	-	1,35	-	0,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,73	-	-			
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	789,9	757	-	773,45	767,8	725,3	-	-	-	746,55	-	690,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	693,8	-	-			
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	830,4	829,7	-	830,05	-	-	-	-	-	-	-	824,4	-	-	-	835,9	821,8	835,2	826,2	831	818	828,0	823,4	-	-			
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,083	1,157	-	1,12	1,145	1,251	-	-	-	1,198	-	1,371	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,334	-	-			
Содержание серы в нефти, %	0,2	0,1	-	0,15	-	-	-	-	-	-	-	0,1	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,1	-	-			
Содержание парафина в нефти, %	10,2	6,5	-	8,35	-	-	-	-	-	-	-	9,6	-	-	-	7,8	4,4	9,2	9,3	13,7	9,8	9,0	5	-	-			
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,3	5,6	-	4,95	7,4	10,1	-	-	-	8,75	-	14,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,6	-	-			
Газосодержание нефти, м ³ /т	27,5	57	-	42,25	53,8	96,7	-	-	-	75,25	-	146,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124,7	-	-			
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1,049	*1,049	1,04	1,045	1,053	*1,053	1,055	*1,055	1,052	1,053	1,063	*1,063	1,063	*1,053	-	*1,053	-	*1,055	-	*1,052	-	1,053	1,053	-	1,076			
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т (Гос. Баланс)	B+C ₁	10125	8270	1824	20219	1142	3788	1036	892	2347	9205	5783	44041	49824		863	1164	2918	1606	1114	279	7944	3025	110	173			
	C ₂	424	-	-	424	220	156	-	-	-	376	584	232	816	102	103	1562	442	1274	359	975	9	5031		11	79		
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т (Гос. Баланс)	B+C ₁	2508	2022	614	5143	574	1779	386	515	1431	4685	3411	37511	40922		171	122	578	217	108	23	1219	1251	38	21			
	C ₂	52	-	-	52	55	70	-	-	-	125	172	99	271	10	17	154	23	126	22	46	0	407		2	5		
Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн.м ³ (Гос. Баланс)	B+C ₁	279	471	50	800	62	366	56	86	126	696	848	6457	7305		46	113	157	155	60	27	558	377	17	26			
	C ₂	12	-	-	12	12	15	-	-	-	27	85	33	118	6	10	84	43	69	35	53	1	313		2	12		
Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м ³ (Гос. Баланс)	B+C ₁	124	100	30	255	47	145	31	42	116	381	563	6192	6755		17	12	56	21	11	2	118	132	6	3			
	C ₂	3	-	-	3	5	6	-	-	-	10	28	23	51	1	2	15	2	12	2	5	0	38		0	1		

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках настоящего проекта для дальнейшего регулирования разработки месторождения были рассмотрены **3 варианта разработки**, которые различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Варианты разработки в целом по месторождению составлены путем комбинирования вариантов разработки эксплуатационных объектов (табл. 3.4.2).

Первый вариант – базовый, предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся на сегодняшний день системе разработки

Второй вариант (рекомендуемый)

Для достижения более полной выработки запасов нефти был рассчитан 2 вариант, в котором предусмотрены нижеследующие мероприятия:

Переводы между объектами – 18 ед, в т.ч. 2 с проведением ГРП;

Прострелочно-взрывные работы – 3 ед.;

Ремонтно-изоляционные работы – 29 ед.

Третий вариант

В целях достижения максимальных значений коэффициента извлечения нефти, был рассчитан 3 вариант, в котором предусмотрены бурение 6 скважин на I и III объектах.

- Ввод из бурения 6 добывающих скважин, в т.ч. 2 наклонно-направленных скважин;
- Переводы между объектами – 20 ед., в т.ч. 2 с проведением ГРП;
- Переводы между объектами с углублением скважин – 3 ед;
- Ремонтно-изоляционные работы – 29 ед;
- Прострелочно-взрывные работы – 3 ед.;
- Ввод из наблюдательного фонда – 1 ед;
- Ввод из консервации – 1 ед;
- Перевод скважин под закачку – 2 ед. в т.ч. 1 с компоновкой ОРЗ;
- Установка компоновки ОРЗ - 5 скв.

В таблице 3.4.2 представлена адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки, в графических приложениях №№38-44 представлены карты пробуренных и проектных скважин месторождений по всем рассматриваемым вариантам.

Таблица 3.4.2 - Адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки

№	Вид ГТМ	№ скважины	Год проведения	Целевой объект	2 вариант	3 вариант (рекомендуемый)
1	2	3	4	5	6	7
1	Бурение НН добывающей скважины	491	2023	I	-	+
2	ПВЛГ	257	2023	I	+	+
3	ПВЛГ	445	2023	I	+	+
4	РИР	203	2023	I	+	+
5	ПВЛГ	230	2025	I	+	+
6	ПВЛГ	423	2025	I	+	+
7	ПВЛГ	290	2026	I	+	+
8	ПВЛГ	506	2026	I	+	+
9	ПВЛГ	500	2027	I	+	+
10	ПВЛГ	420	2027	I	+	+
11	ПВЛГ	296	2028	I	+	+
12	ПВЛГ	291	2028	I	+	+
13	ПВЛГ	284	2023	II	+	+
14	ПВР	449	2023	II	+	+
15	ПВР	258	2023	II	+	+
16	ПВР	259	2023	II	+	+
17	ПВЛГ	350	2029	II	+	+
18	РИР	3 ед.	2023	III	+	+
19	РИР	5 ед.	2024	III	+	+
20	Бурение НН добывающей скважины	494	2024	III	-	+
21	РИР	5 ед.	2025	III	+	+
22	РИР	5 ед.	2026	III	+	+
23	РИР	5 ед.	2027	III	+	+
24	РИР	5 ед.	2028	III	+	+
25	Бурение добывающей скважины	489	2023	IV	-	+
26	Бурение добывающей скважины	490	2023	IV	-	+
27	ПВЛГ+ГРП	203	2024	IV	+	+
28	ПВЛГ+ГРП	466	2024	IV	+	+
29	ПВЛГ	349	2024	IV	+	+
30	Бурение добывающей скважины	496	2025	IV	-	+

Продолжение таблицы 3.4.3

1	2	3	4	5	6	7
31	ПВЛГ с углублением скважины	222	2025	IV	-	+
32	Бурение добывающей скважины	497	2026	IV	-	+
33	ПВЛГ с углублением скважины	213	2026	IV	-	+
34	ПВЛГ с углублением скважины	219	2028	IV	-	+
35	ПВЛГ	356	2023	V	+	+
36	ПВЛГ	298	2024	V	+	+
37	ПВЛГ	343	2024	V	+	+
38	ПВЛГ	12	2029	VI	-	+
39	ПВЛГ	257	2030	VI	-	+
40	Перевод под нагнетание	476	2023	III	-	+
41	Перевод под нагнетание с ОРЗ	283	2024	II	-	+
42	Установка компановки ОРЗ	446	2024	III, IV	-	+
43	Установка компановки ОРЗ	299	2024	I, III	-	+
44	Установка компановки ОРЗ	9	2024	II, III	-	+
45	Установка компановки ОРЗ	220	2025	I, III	-	+
46	Установка компановки ОРЗ	240	2025	I, III	-	+
47	Перевод из нагнетательного фонда под добычу	9	2029	VII	-	+
48	Ввод из консервации под добычу	18	2030	VII	-	+

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В соответствии с проектными решениями разработка основных объектов осуществляется с поддержанием пластового давления. Для закачки используются попутно-пластовая вода, подтоварная вода и вода из водозаборных скважин.

При дальнейшей разработке изменений по источникам водоснабжения системы ППД не предусматривается, т.е. основными источниками воды для системы ППД месторождения будет являться вода из водозаборных скважин и подтоварная вода. Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор методики прогнозирования технологических показателей разработки зависит от стадии освоения и степени изученности месторождения, принятой геолого-физической модели, режимов эксплуатации залежей и возможных вариантов разработки, а также накопленного опыта разработки аналогичных месторождений.

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

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики, базирующейся на прямых промысловых измерениях эксплуатации скважин, а именно на их коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

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

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

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

Для расчета амплитудного дебита используется формула:

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

где

τ - время работы скважин, сут.;

η_{cp} - средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных), т/(сут×МПа);

n - общее число скважин (добывающих и нагнетательных), ед.;

$P_{сн}$ - забойное давление на нагнетательных скважинах, МПа;

$P_{сэ}$ - забойное давление на добывающих скважинах, МПа;

φ - функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 - коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_{и} = Q_6 \cdot \text{КИН}$$

где

Q_6 - балансовые запасы нефти;

КИН - коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4.$$

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

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

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

где

S - площадь, приходящаяся на одну скважину;

w - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

d - площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент K_2 в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент K_3 в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

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

где

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

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

A – расчетная предельная обводненность.

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

где

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

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

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

где

ρ_B, ρ_H - плотности воды и нефти;

b_H - объемный коэффициент нефти;

K_2 – коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности (V^2) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

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

M - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

n_* - число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности K_4 при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид:

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{1}{I \cdot T}}$$

где

I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fи} = Q_{и} \cdot \frac{F}{K_3}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t \cdot \rho_* + (q_F^t - q^t) \cdot \mu_0] \cdot (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

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.

Средние значения проницаемости по объектам взяты по результатам ГДИС, значения скин-фактора по объектам – как среднее значение при условиях несовершенных по степени вскрытия скважин. Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти (подробнее см. раздел 2.3). Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации уже пробуренных добывающих скважин.

3.4.5 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 $\left(\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}}\right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

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

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

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

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

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

пластовых условиях.

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

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

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

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

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

S – нефтеносная площадь залежи, приходящаяся на одну скважину, км².

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

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

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

Определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено на 48 образцах керна меловых и юрских отложений. Ниже в таблице 3.4.3 представлено характеристика вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам.

Следует отметить, что на дату отчета текущий КИН по горизонту Ю-III уже составляет 0,726 доли ед., т.е. фактически уже на сегодня текущий КИН превышает значение коэффициента вытеснения, равного 0,630 доли ед. В связи с этим учитывая недостоверность значения коэффициента вытеснения при расчете технологического КИН коэффициент вытеснения принят на уровне 0,850 д.ед.

С целью устранения данного противоречия недропользователю рекомендуется проведение дополнительных специальных исследований по определению коэффициента вытеснения на образцах керна горизонта Ю-III.

Таблица 3.4.3 Характеристики вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам

Наименование горизонтов	Количество определений	Среднее значение	Интервал изменения
М-II	71	0,589	0,45-0,787
Ю-0	5	0,653	0,55-0,746
Ю-I	2	0,665	0,647-0,682
Ю-II	3	0,826	0,81-0,826
Ю-III	21	0,63	0,50-0,85

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего проекта количество резервных скважин рекомендуется принять в количестве 10% от общего фонда скважин.

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

Общие положения

Настоящий раздел приводит описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части прогнозных экономических расчетов.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся уровнями добычи УВ, способами эксплуатации.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов, применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный на сегодня вариант разработки месторождения, отвечающий критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

Все расчеты проводились на основе плановых данных, предоставленных недропользователем. В расчетах отражены доходная часть и расходная часть, которая включает в себя прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации настоящего проекта.

Экономические и финансовые допущения

Для проведения экономической оценки разработки месторождения использован ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены, налоги, инфляция, ставка дисконтирования и т.д. Ниже приведено подробное описание каждого из допущений.

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть, согласно макропрогнозу НК КМГ (таблица 3.5.1). Цены на нефть с 2029 г. изменяются с учетом инфляции 3,5%. Товарная продукция будет реализовываться на экспорт и внутренний рынок (таблица 3.5.1). Газ и СУГ реализуются в 100% объеме на внутренний рынок. Цена газа фиксированная, установлена по Государственной программе.

Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

Транспорт продукции

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027
Реализация по направлениям						
НЕФТИ						
На экспорт	%	30%	30%	39,93%	50%	50%
ПКОП	%	38%	44%	39,52%	50%	50%
ПНХЗ	%	32%	26%	20,55%	0%	0%
ТОВАРНЫЙ ГАЗ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
СУГ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям (нефть)						
экспорт	тг/тонн	12439,94	13266,34	13531,27	13806,80	14093,35
на внутренний рынок ПКОП	тг/тонн	3183,68	3183,68	3183,68	3183,68	3183,68
на внутренний рынок ПНХЗ	тг/тонн	4186,02	4186,02	4186,02	4186,02	4186,02
Цены по направлениям (нефть)						
экспорт с учетом скидки	тг/тонн	289072,40	249507,27	249507,27	249507,27	249507,27
на внутренний рынок ПКОП	тг/тонн	74000,00	95000,00	100000,00	105000,00	110000,00
на внутренний рынок ПНХЗ	тг/тонн	65000,00	90000,00	95000,00	100000,00	105000,00
Цена реализации СУГ	тг/тонн	33600,00	40320,00	41932,80	43610,11	45354,52
Цена реализации товарного газа	тг./тыс.м.3	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50
Скидка на экспорт	тг/тонн	18197	17810	17810	17810	17810
Курс доллара	тг/долл	470	460	460	460	460

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85% (WACC НК КМГ), для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- ГТМ;
- Обустройство скважин;
- Модернизация объектов производственного назначения;
- ПИР;
- Приобретение ОС.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта. Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- обучение персонала;
- услуги производственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи жидкости и нефти.

Услуги производственного характера рассчитывались как условно-постоянные расходы в зависимости от скважин.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2 и 3.5.3.

Эксплуатационные и капитальные затраты изменяются с учетом инфляции в 2023-5%, 2024 – 4,5%, с 2025г -3,5%.

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. Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

Амортизационные отчисления по другим группам определялись путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.2 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат

Наименование показателей	Ед. измерения	Значения
Эксплуатационные затраты		
Расход химреагентов для подготовки нефти		
Химреагенты для ППН	кг/тн	0,08
Расход химреагентов для ППД	кг/м3	0,25
Заменитель метанола на УПГ-1	кг/сутки	34,00
Стоимость химреагентов:		
Химреагенты для ППН	тг/кг	2330,00
Расход химреагентов для ППД	тг/кг	707,000
Заменитель метанола на УПГ-1	тг/кг	530,00
Общепромысловые расходы	тыс. тг./скв	3360,6
Услуги почты, связи и ИТ	тыс. тг./скв	390,0
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	4825,1
Больничные	тыс. тг./скв	371,9
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	3951,4
Промыслово-геофизические работы	тыс. тг./скв	1147,0
Гидродинамические исследования скважин	тыс. тг./скв	726,8
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	39,5
Гидрогеологический мониторинг	тыс. тг./скв	11,1
Научно-исследовательские и проектные работы	тыс. тг./скв	2840,2
Лабораторные исследования	тыс. тг./скв	344,9
Очистка и реставрация НКТ	тыс. тг./скв	190,2
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс. тг./скв	116,0
Обслуживание насосов	тыс. тг./скв	318,4
Обслуживание УПГ	тыс. тг./скв	3856,4
Диагностика магистрального трубопровода	тыс. тг./скв	12,3
Тех. обслуживание Узла Учёта Нефти	тыс. тг./скв	225,5
Сертификация нефти	тыс. тг./скв	17,8
Поверка и регулировка	тыс. тг./скв	343,5
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	505,7
Расходы по ТБ и ОС	тыс. тг./скв	969,9
Материалы	тг./т.ж.	240,8
Командировочные расходы	тыс. тг./скв	12,9
Прочие расходы на персонал	тыс. тг./скв	2377,9
Расходы по страхованию	тыс. тг./скв	1654,9
НИОКР	%	1
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	159,82
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	1650,58
Свабирование	тыс.тг	139,28
Э/энергия		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг/100квтч	16,94
Расход э/энергии на мех. добычу	квт.ч/тн.ж.	12,93
Расход э/энергии на ППН на 1 тонну нефти	квт.ч/тн	30,22
Расход эл/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	квт.ч/тн	9,20
Расход э/энергии при ПГ	квт.ч/тыс.м3	0,19
Затраты на оплату труда ОПП		
Показатель потребности в ОПП	чел/скв	2,23
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг	933303,3
Затраты на обучение	%	1
Затраты на оплату труда АУП		
Показатель потребности в АУП	чел/скв	0,72
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника АУП в месяц	тг	1425041,9
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	9385,38
Земельный налог	тыс.тг/в год	14269,343
Отчисления в фонд охраны природы	тыс.тг/скв	162,139
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/в год	27106,472
Социально-экономическое развитие региона	тыс.тг/в год	110261

Наименование показателей	Ед. измерения	Значения
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения вертикальной скважины	тыс.тг	326 049,2
Средняя стоимость бурения наклонно-направленной скважины	тыс.тг	377169,9
Средняя стоимость наземного оборудования	тыс.тг	167 549,3
Средняя стоимость наземного обустройства нагнетательной скважины	тыс.тг	90 055,8
ГРП	тыс.тг	34802,08
Углубление забоя скв.(200)	тыс.тг	206 984,1 8
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	9557,83
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	10850,27
Консервация скважин	тыс.тг	8405,86
Дострел	тыс.тг	9557,83
РИР	тыс.тг	24528,01
ОРЗ	тыс.тг	32371,53

Таблица 3.5.3 – Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода

№п/п	№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации (%)
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 прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользователь платит следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.5.4);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.5);
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.5.6);
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%;
- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов;
- Социальный налог по ставке - 9,5%, с 2025г -11%;
- Социальные отчисления - 3,5%, с 2025г – 5%;

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном страховании» (статья 486, п.3). Таким образом расчет социальных отчислений упраздняется.

- ОСМС – 3%;

Таблица 3.5.4 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Мировая цена	Ставка на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.5 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
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

Таблица 3.5.6- Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
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

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

С целью обоснования коэффициента извлечения нефти, в настоящем отчете рассмотрены 3 варианта разработки, которые отличаются количеством ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин и проводимыми ГТМ.

Согласно технико-экономическому анализу рекомендуемым к реализации является 3 вариант, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого 3 варианта разработки экономически рентабельный период приходится на 2035г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению в количестве 975,5 тыс.т приходится на 2023г при темпе отбора от НИЗ 1,8%. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2034г) составит 52135,3 тыс.т, что соответствует значению КИН 0,576 доли ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.16 представлены прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом до рентабельного периода.

Максимальные проектные уровни добычи нефти с учетом темпа отбора от НИЗ по эксплуатационным объектам приведены ниже:

- I объект – 150 тыс. т (2023г);
- II объект – 87 тыс. т (2023г);
- III объект – 573,4 тыс. т (2023г);
- IV объект – 120,8 тыс. т (2023г);
- V объект – 43,8 тыс. т (2023г);
- VI объект – 7,5 тыс. т (2031г);
- VII объект – 4,2 тыс. т (2030г);

Прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению по 1 и 2 вариантам представлены в таблицах П.4.1.1-П. 4.1.18 в табличных приложениях.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут
	добывающих	нагнетательных								добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	1	0	84	2	0	0	144,8	0	0	2	0	61	57	25	7,2	54,0	135,4
2024	0	0	84	0	0	0	144,8	0	0	5	0	56	53	25	6,3	57,7	134,7
2025	0	0	84	2	0	0	144,8	0	0	5	0	53	50	25	5,5	61,9	133,3
2026	0	0	84	2	0	0	144,8	0	0	5	0	50	48	25	4,8	64,0	129,5
2027	0	0	84	2	0	0	144,8	0	0	5	1	47	45	24	4,3	64,9	125,8
2028	0	0	84	2	0	0	144,8	0	0	6	1	43	42	23	3,8	64,5	120,5
2029	0	0	84	0	0	0	144,8	0	0	6	2	37	36	21	3,4	62,2	110,5
2030	0	0	84	0	0	0	144,8	0	0	8	2	29	29	19	3,0	59,9	96,2
2031	0	0	84	0	0	0	144,8	0	0	3	4	26	26	15	2,7	57,8	91,5
2032	0	0	84	0	0	0	144,8	0	0	3	2	23	23	13	2,4	56,6	96,5
2033	0	0	84	0	0	0	144,8	0	0	0	0	23	23	13	2,1	56,7	97,4
2034	0	0	84	0	0	0	144,8	0	0	0	0	23	23	13	1,8	57,7	98,9
2035	0	0	84	0	0	0	144,8	0	0	0	0	23	23	13	1,6	58,9	100,8

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	150,0	2,9	19,6	4528,9	88,1	0,224	1118,9	1045,5	11365,3	10652,0	86,6	1186,0	5992,3	105,0	7,499	213,708
2024	129,7	2,5	21,1	4658,6	90,6	0,230	1179,6	1116,4	12544,9	11768,3	89,0	1179,7	7172,0	100,0	7,782	221,490
2025	105,2	2,0	21,7	4763,8	92,6	0,236	1176,7	1110,1	13721,6	12878,4	91,1	1167,3	8339,3	100,0	6,838	228,328
2026	87,1	1,7	23,0	4851,0	94,3	0,240	1150,2	1104,2	14871,7	13982,6	92,4	1134,8	9474,1	100,0	6,098	234,426
2027	72,5	1,4	24,8	4923,4	95,7	0,244	1097,7	1051,0	15969,4	15033,5	93,4	1078,9	10552,9	100,0	5,074	239,500
2028	60,0	1,2	27,3	4983,5	96,9	0,246	1010,7	987,1	16980,1	16020,7	94,1	990,7	11543,6	100,0	4,203	243,703
2029	47,6	0,9	29,8	5031,1	97,8	0,249	868,1	844,6	17848,1	16865,3	94,5	849,4	12393,0	100,0	3,333	247,036
2030	34,7	0,7	31,0	5065,8	98,5	0,251	687,9	687,9	18536,0	17553,2	95,0	671,9	13064,9	100,0	2,429	249,464
2031	25,8	0,5	33,4	5091,5	99,0	0,252	554,6	554,6	19090,6	18107,8	95,4	540,8	13605,7	100,0	1,803	251,267
2032	20,2	0,4	39,3	5111,8	99,4	0,253	484,4	484,4	19575,1	18592,2	95,8	471,5	14077,2	100,0	1,417	252,684
2033	16,7	0,3	53,5	5128,5	99,7	0,254	456,8	456,8	20031,9	19049,0	96,3	443,7	14520,9	100,0	1,170	253,854
2034	14,5	0,3	100,0	5143,0	100,0	0,254	465,0	465,0	20496,8	19514,0	96,9	450,7	14971,6	100,0	1,017	254,871
2035	12,6	0,2	100,0	5155,7	100,0	0,255	474,8	474,8	20971,7	19988,8	97,3	459,3	15430,9	100,0	0,884	255,756

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приростность одной скважины, м³/сут
	добывающих	нагнетательных								добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	12	1	0	0	24,5	0	0	1	0	13	13	3	18,3	111,9	157,5
2024	0	0	12	0	0	0	24,5	1	1	1	0	12	12	5	16,6	118,2	126,2
2025	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	0	11	11	5	15,3	127,8	98,4
2026	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	0	10	10	5	14,1	134,6	94,6
2027	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	3	0	7	7	5	12,5	136,2	93,8
2028	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	0	6	6	5	11,6	148,1	89,2
2029	0	0	12	1	0	0	24,5	0	0	1	0	6	6	5	11,9	153,1	85,5
2030	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	0	5	5	5	12,5	160,9	83,9
2031	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	0	0	5	5	5	11,6	167,3	80,7
2032	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	0	4	4	5	10,9	172,4	75,4
2033	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	0	3	3	5	10,3	180,5	72,3
2034	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	0	0	3	3	5	9,6	192,7	69,0
2035	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	0	0	3	3	5	8,9	205,7	73,4

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	87,4	1,9	5,0	3009,6	64,2	0,327	535,5	535,5	6129,6	4876,1	83,7	165,6	1715,0	30,0	7,273	246,451
2024	80,1	1,7	4,8	3089,6	65,9	0,336	569,1	569,1	6698,7	5445,2	85,9	174,1	1889,1	30,0	6,661	253,112
2025	68,4	1,5	4,3	3158,0	67,4	0,343	569,6	569,6	7268,3	6014,8	88,0	172,5	2061,6	30,0	5,688	258,800
2026	57,9	1,2	3,8	3216,0	68,6	0,349	551,6	551,6	7819,9	6566,4	89,5	165,8	2227,4	30,0	4,820	263,620
2027	43,2	0,9	2,9	3259,1	69,6	0,354	472,0	472,0	8291,9	7038,4	90,9	164,4	2391,8	35,0	3,592	267,212
2028	30,9	0,7	2,2	3290,0	70,2	0,357	395,1	395,1	8687,0	7433,5	92,2	156,2	2548,0	40,0	2,572	269,783
2029	29,4	0,6	2,1	3319,4	70,9	0,361	379,0	379,0	9066,0	7812,5	92,2	149,8	2697,8	40,0	2,445	272,229
2030	28,9	0,6	2,1	3348,3	71,5	0,364	371,8	371,8	9437,8	8184,3	92,2	147,0	2844,8	40,0	2,400	274,629
2031	25,0	0,5	1,9	3373,3	72,0	0,366	359,1	359,1	9796,8	8543,3	93,0	141,4	2986,1	40,0	2,080	276,708
2032	21,3	0,5	1,6	3394,5	72,5	0,369	336,7	336,7	10133,5	8880,0	93,7	132,1	3118,3	40,0	1,768	278,477
2033	16,3	0,3	1,3	3410,9	72,8	0,371	287,8	287,8	10421,4	9167,9	94,3	126,7	3244,9	45,0	1,360	279,837
2034	13,7	0,3	1,1	3424,6	73,1	0,372	275,7	275,7	10697,1	9443,6	95,0	120,9	3365,8	45,0	1,142	280,978
2035	12,7	0,3	1,0	3437,4	73,4	0,373	294,3	294,3	10991,4	9737,9	95,7	128,6	3494,5	45,0	1,060	282,038

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приростность одной скважины, м³/сут
	добывающих	нагнетательных								добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	1	0	38	21	11	40,1	155,7	814,4
2024	1	0	68	0	0	0	133,9	0	2	4	0	35	20	13	37,9	170,4	652,5
2025	0	0	68	0	0	0	133,9	0	2	4	0	31	18	15	35,7	189,0	572,0
2026	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	1	0	30	19	15	33,9	231,5	580,7
2027	0	0	68	0	0	0	133,9	1	0	4	0	26	17	16	31,8	258,7	536,5
2028	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	5	0	21	14	16	29,1	296,7	519,0
2029	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	1	0	20	15	16	27,6	300,7	519,2
2030	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	1	0	19	16	16	25,1	323,7	526,3
2031	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	2	0	17	16	16	23,9	318,2	503,6
2032	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	1	0	16	16	16	22,3	338,2	510,3
2033	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	2	0	14	14	16	20,1	385,2	500,5
2034	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	0	0	14	14	16	18,3	413,8	490,7
2035	0	0	68	0	0	0	133,9	0	0	2	0	12	12	16	15,7	411,3	447,7

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	573,4	1,4	17,2	38164,6	93,3	0,766	2229,0	1231,8	48922,4	10114,9	74,3	3138,9	61227,6	125,0	94,959	6298,134
2024	525,4	1,3	19,1	38690,0	94,5	0,777	2359,8	1348,5	51282,2	11463,4	77,7	2729,5	63957,0	105,0	87,009	6385,143
2025	445,6	1,1	20,0	39135,6	95,6	0,785	2357,2	1368,7	53639,4	12832,1	81,1	2793,2	66750,3	110,0	73,783	6458,926
2026	371,4	0,9	20,8	39506,9	96,5	0,793	2536,2	1606,2	56175,6	14438,3	85,4	3052,2	69802,5	115,0	61,497	6520,423
2027	289,7	0,7	20,5	39796,7	97,3	0,799	2353,7	1539,0	58529,3	15977,3	87,7	2908,2	72710,7	120,0	47,982	6568,405
2028	225,6	0,6	20,1	40022,3	97,8	0,803	2301,1	1534,0	60830,4	17511,3	90,2	2909,6	75620,3	125,0	37,367	6605,772
2029	203,9	0,5	22,7	40226,2	98,3	0,807	2223,7	1667,8	63054,1	19179,1	90,8	2911,0	78531,3	130,0	33,768	6639,540
2030	176,6	0,4	25,4	40402,8	98,7	0,811	2277,0	1917,5	65331,1	21096,6	92,2	2950,5	81481,7	130,0	29,245	6668,785
2031	163,9	0,4	31,6	40566,7	99,1	0,814	2182,9	2054,5	67513,9	23151,0	92,5	2823,5	84305,2	130,0	27,146	6695,931
2032	147,0	0,4	41,4	40713,7	99,5	0,817	2226,6	2226,6	69740,5	25377,6	93,4	2861,0	87166,2	130,0	24,341	6720,272
2033	115,3	0,3	55,4	40829,1	99,8	0,819	2205,7	2205,7	71946,2	27583,3	94,8	2805,8	89972,0	130,0	19,102	6739,373
2034	92,9	0,2	99,9	40922,0	100,0	0,821	2094,8	2094,8	74041,0	29678,1	95,6	2750,9	92722,9	135,0	15,379	6754,753
2035	73,4	0,2	100,0	40995,3	100,0	0,823	1919,9	1919,9	75960,9	31598,0	96,2	2509,8	95232,7	135,0	12,151	6766,903

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	добывающих	нагнетательных								добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	2	0	23	0	0	0	30,5	0	0	0	0	24	22	3	17,0	41,2	80
2024	0	0	23	3	0	0	30,5	0	1	0	0	27	25	4	12,9	38,6	69
2025	1	0	24	0	0	1	32,4	0	0	0	0	29	28	4	10,1	36,7	60
2026	1	0	25	0	0	1	34,4	0	0	0	0	31	30	4	8,2	35,0	60
2027	0	0	25	0	0	0	34,4	0	0	0	0	31	30	4	6,4	34,2	59
2028	0	0	25	0	0	1	34,4	0	0	2	0	30	30	4	5,1	33,3	56
2029	0	0	25	0	0	0	34,4	0	0	2	0	28	28	4	4,2	32,3	51
2030	0	0	25	0	0	0	34,4	0	0	5	0	23	23	4	3,4	31,0	51
2031	0	0	25	0	0	0	34,4	0	0	2	0	21	21	4	2,7	29,4	55
2032	0	0	25	0	0	0	34,4	0	0	5	0	16	16	4	2,2	27,4	53
2033	0	0	25	0	0	0	34,4	0	0	5	0	11	11	4	1,9	22,9	38
2034	0	0	25	0	0	0	34,4	0	0	0	0	11	11	4	1,6	19,0	29
2035	0	0	25	0	0	0	34,4	0	0	0	0	11	11	4	1,3	19,0	33

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	120,8	9,9	20,7	754,8	61,9	0,095	292,3	267,9	1333,0	1285,2	58,7	84	192	25	12,085	73,704
2024	100,1	8,2	21,6	854,9	70,1	0,108	300,2	278,0	1633,3	1563,2	66,7	84	276	25	10,009	83,713
2025	84,5	6,9	23,2	939,4	77,1	0,118	307,7	297,1	1941,0	1860,3	72,5	84	359	25	8,452	92,166
2026	73,9	6,1	26,4	1013,4	83,1	0,128	315,9	305,7	2256,9	2166,0	76,6	84	444	25	7,393	99,558
2027	59,9	4,9	29,1	1073,2	88,0	0,135	318,2	308,0	2575,1	2473,9	81,2	83	527	25	5,987	105,545
2028	46,7	3,8	32,0	1119,9	91,9	0,141	306,0	306,0	2881,1	2780,0	84,7	78	605	25	4,667	110,213
2029	36,8	3,0	37,1	1156,7	94,9	0,146	280,8	280,8	3161,9	3060,8	86,9	71	676	25	3,677	113,890
2030	25,7	2,1	41,2	1182,4	97,0	0,149	237,0	237,0	3398,9	3297,8	89,2	71	748	30	2,570	116,460
2031	17,6	1,4	48,1	1200,0	98,4	0,151	191,9	191,9	3590,8	3489,7	90,8	76	824	40	1,762	118,222
2032	12,0	1,0	63,0	1212,0	99,4	0,153	149,9	149,9	3740,8	3639,6	92,0	74	898	50	1,197	119,420
2033	7,3	0,6	100,0	1219,3	100,0	0,153	90,0	90,0	3830,8	3729,6	91,9	53	952	60	0,729	120,148
2034	4,9	0,4	100,0	1224,2	100,0	0,154	58,9	58,9	3889,6	3788,5	91,7	41	993	70	0,491	120,639
2035	3,9	0,3	100,0	1228,1	100,0	0,155	59,1	59,1	3948,7	3847,5	93,3	46	1039	80	0,393	121,032

Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приростность одной скважины, м³/сут
	добывающих	нагнетательных								добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	8	1	0	0	13,1	0	0	1	0	6	6	3	22,6	122,5	193,5
2024	0	0	8	2	0	0	13,1	0	0	1	0	7	7	3	15,4	103,5	162,9
2025	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	1	0	6	6	3	10,3	85,3	131,8
2026	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	1	0	5	5	3	7,5	76,3	96,9
2027	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	1	0	4	4	3	5,3	62,9	63,3
2028	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	4	4	3	4,1	62,9	62,5
2029	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	1	4	4	2	3,2	62,9	75,2
2030	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	4	4	2	2,4	62,9	92,1
2031	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	4	4	2	1,9	62,9	91,5
2032	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	4	4	2	1,5	62,9	91,1
2033	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	4	4	2	1,1	62,9	90,7
2034	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	4	4	2	0,9	62,9	90,5
2035	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	4	4	2	0,7	62,9	90,3

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	43,8	3,5	34,9	1169,3	93,5	0,387	236,9	236,9	2887,4	2340,8	81,5	203,5	2091,2	80,0	4,379	123,951
2024	30,4	2,4	37,2	1199,7	95,9	0,397	203,9	203,9	3091,3	2544,7	85,1	171,2	2262,4	80,0	3,039	126,990
2025	20,2	1,6	39,4	1219,9	97,5	0,403	168,1	168,1	3259,4	2712,7	88,0	138,5	2401,0	80,0	2,021	129,012
2026	12,3	1,0	39,7	1232,2	98,5	0,407	125,4	125,4	3384,8	2838,1	90,2	101,9	2502,8	80,0	1,233	130,245
2027	7,0	0,6	37,3	1239,3	99,1	0,410	82,7	82,7	3467,4	2920,8	91,5	66,5	2569,4	80,0	0,700	130,945
2028	5,4	0,4	46,0	1244,7	99,5	0,411	82,7	82,7	3550,1	3003,4	93,5	65,7	2635,1	80,0	0,540	131,485
2029	4,2	0,3	65,6	1248,8	99,8	0,413	82,7	82,7	3632,7	3086,1	95,0	65,0	2700,1	80,0	0,416	131,902
2030	3,2	0,3	100,0	1252,0	100,0	0,414	82,7	82,7	3715,4	3168,7	96,1	64,5	2764,6	80,0	0,321	132,223
2031	2,5	0,2	100,0	1254,5	100,0	0,415	82,7	82,7	3798,0	3251,4	97,0	64,1	2828,7	80,0	0,248	132,470
2032	1,9	0,2	100,0	1256,4	100,0	0,415	82,7	82,7	3880,7	3334,0	97,7	63,8	2892,5	80,0	0,191	132,661
2033	1,5	0,1	100,0	1257,9	100,0	0,416	82,7	82,7	3963,3	3416,7	98,2	63,6	2956,1	80,0	0,147	132,808
2034	1,1	0,1	100,0	1259,0	100,0	0,416	82,7	82,7	4046,0	3499,3	98,6	63,4	3019,5	80,0	0,113	132,922
2035	0,9	0,1	100,0	1259,9	100,0	0,416	82,7	82,7	4128,6	3582,0	98,9	63,3	3082,8	80,0	0,087	133,009

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	добывающих	нагнетательных								добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0
2029	0	0	1	1	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	0	18,3	24,4	0
2030	0	0	2	1	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	13,6	20,4	0
2031	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	10,6	17,9	0
2032	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	9,0	18,1	0
2033	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	7,7	18,3	0
2034	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	6,6	18,5	0
2035	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	5,6	18,7	0

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки VI объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2024	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2025	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2026	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2027	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2028	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2029	3,0	7,9	7,9	3,0	7,9	0,027	4,0	4,0	4,0	4,0	24,9	0,0	0,0	0,0	0,442	0,442
2030	7,0	18,5	20,1	10,1	26,5	0,091	10,6	10,6	14,6	14,6	33,3	0,0	0,0	0,0	1,033	1,474
2031	7,5	19,7	26,8	17,6	46,2	0,160	12,7	12,7	27,3	27,3	41,0	0,0	0,0	0,0	1,099	2,573
2032	6,4	16,8	31,3	23,9	63,0	0,218	12,8	12,8	40,1	40,1	50,2	0,0	0,0	0,0	0,937	3,510
2033	5,5	14,3	38,8	29,4	77,4	0,267	13,0	13,0	53,0	53,0	57,9	0,0	0,0	0,0	0,799	4,309
2034	4,7	12,2	54,0	34,0	89,6	0,310	13,1	13,1	66,1	66,1	64,5	0,0	0,0	0,0	0,682	4,991
2035	4,0	10,4	100,0	38,0	100,0	0,346	13,2	13,2	79,4	79,4	70,0	0,0	0,0	0,0	0,582	5,573

Таблица 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	добывающих	нагнетательных								добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
2024	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
2025	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
2026	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
2027	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
2028	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
2029	0	0	1	0	0	1	0,0	0	0	0	0	1	1	0	13	15	-
2030	0	0	2	0	1	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	8,5	11,3	-
2031	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	6,2	9,5	-
2032	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	5,2	9,2	-
2033	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	4,4	8,9	-
2034	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	3,6	8,6	-
2035	0	0	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0	2	2	0	3,1	8,4	-

Таблица 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки VII объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	0,0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
2024	0,0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
2025	0,0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
2026	0,0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
2027	0,0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
2028	0,0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
2029	2,1	9,9	9,9	2	10	0	2	2	2	2	14,5	-	-	-	0,304	0,304
2030	4,2	19,9	22,0	6,2	29,8	0,036	5,6	5,6	8,0	8,0	24,9	-	-	-	0,612	0,916
2031	4,1	19,4	27,6	10,3	49,2	0,060	6,2	6,2	14,2	14,2	34,4	-	-	-	0,597	1,513
2032	3,4	16,3	32,0	13,7	65,4	0,079	6,0	6,0	20,2	20,2	43,4	-	-	-	0,500	2,014
2033	2,9	13,6	39,4	16,6	79,0	0,096	5,8	5,8	26,1	26,1	51,1	-	-	-	0,419	2,433
2034	2,4	11,4	54,4	19,0	90,4	0,110	5,7	5,7	31,7	31,7	57,8	-	-	-	0,351	2,784
2035	2,0	9,6	100,0	21,0	100,0	0,121	5,5	5,5	37,3	37,3	63,6	-	-	-	0,294	3,078

Таблица 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приростность одной скважины, м³/сут
	добывающих	нагнетательных								добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	3	0	194	4	0	0	344,9	1	0	1	0	140	119	43	20,0	90,3	299,9
2024	1	0	195	5	0	0	346,8	1	1	6	0	137	117	45	17,7	94,4	256,1
2025	1	0	196	2	0	1	348,8	0	0	9	0	130	113	45	15,6	98,9	239,3
2026	1	0	197	2	0	1	350,7	0	0	6	0	126	112	45	13,8	107,1	244,4
2027	0	0	197	2	0	0	350,7	0	0	11	1	115	103	44	11,8	107,8	233,9
2028	0	0	197	2	0	1	350,7	0	0	12	1	104	96	43	10,1	111,9	232,9
2029	0	0	197	2	0	1	350,7	0	0	8	3	97	91	40	9,6	112,4	233,7
2030	0	0	197	1	1	0	350,7	0	0	14	2	84	81	38	9,1	119,3	237,4
2031	0	0	197	0	0	0	350,7	0	0	7	4	77	76	34	8,9	121,8	237,2
2032	0	0	197	0	0	0	350,7	0	0	10	2	67	67	32	8,4	130,7	251,2
2033	0	0	197	0	0	0	350,7	0	0	8	0	59	59	32	7,5	142,9	249,2
2034	0	0	197	0	0	0	350,7	0	0	0	0	59	59	32	6,6	147,3	244,5
2035	0	0	197	0	0	0	350,7	0	0	2	0	57	57	32	5,5	142,9	228,8

Таблица 4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2023	975,5	1,8	14,7	47627,2	89,4	0,526	4412,6	3317,6	70637,8	29268,9	77,9	4778,4	71218,3	126,195	6955,948
2024	865,7	1,6	15,3	48492,9	91,0	0,536	4612,6	3515,9	75250,4	32784,8	81,2	4338,2	75556,4	114,500	7070,448
2025	723,9	1,4	15,1	49216,8	92,4	0,544	4579,2	3513,5	79829,7	36298,3	84,2	4355,1	79911,5	96,782	7167,231
2026	602,7	1,1	14,8	49819,4	93,5	0,550	4679,2	3693,1	84508,8	39991,4	87,1	4538,9	84450,4	81,041	7248,272
2027	472,3	0,9	13,7	50291,7	94,4	0,556	4324,3	3452,6	88833,2	43444,0	89,1	4301,0	88751,4	63,336	7311,607
2028	368,7	0,7	12,3	50660,4	95,1	0,560	4095,4	3304,9	92928,6	46748,9	91,0	4200,6	92952,0	49,348	7360,956
2029	327,0	0,6	12,5	50987,3	95,7	0,563	3840,7	3261,3	96769,3	50010,2	91,5	4046,4	96998,4	44,387	7405,343
2030	280,3	0,5	12,2	51267,6	96,2	0,566	3672,4	3312,9	100441,7	53323,1	92,4	3905,2	100903,6	38,609	7443,951
2031	246,3	0,5	12,2	51513,9	96,7	0,569	3390,0	3261,6	103831,7	56584,7	92,7	3646,2	104549,8	34,734	7478,685
2032	212,2	0,4	12,0	51726,1	97,1	0,572	3299,1	3299,1	107130,8	59883,8	93,6	3602,6	108152,4	30,352	7509,037
2033	165,5	0,3	10,7	51891,6	97,4	0,573	3141,8	3141,8	110272,6	63025,6	94,7	3493,2	111645,6	23,727	7532,763
2034	134,2	0,3	9,7	52025,8	97,6	0,575	2995,8	2995,8	113268,4	66021,3	95,5	3426,7	115072,3	19,175	7551,938
2035	109,5	0,2	8,7	52135,3	97,9	0,576	2849,5	2849,5	116117,9	68870,8	96,2	3207,5	118279,8	15,452	7567,390

Таблица 4.1.17 - Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения

№№	Наименование	Объекты разработки						
		I	II	III	IV	V	VI	VII
1	Плотность сетки доб.+нагнет.скв., га/скв.	40,2	14,9	64,1	44	59,2	30,8	27,5
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	150	87,4	573,4	120,8	43,8	7,5	4,2
3	Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	2,9	1,9	1,4	9,9	3,5	19,7	19,9
4	Год выхода на проектный уровень	2023	2023	2023	2023	2023	2031	2030
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	1	1	1	1	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, млн. т/год	118,9	569,6	2536,2	318,2	236,9	13,2	6,2
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м ³ /год	7,782	7,273	94,959	12,085	4,379	1,099	0,612
8	Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м ³ /год	1186,0	174,1	3138,9	84,4	203,5	-	-
9	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	84	12	68	25	9	2	2
	в том числе: добывающих	55	12	42	25	6	2	2
	нагнетательных	26	3	11	-	3	-	-
10	Фонд скважин для бурения, всего, шт.	7	-	-	3	-	-	-
	в том числе: добывающих	7	-	-	3	-	-	-
	нагнетательных	-	-	-	-	-	-	-
11	Накопленная добыча за проектный период, тыс. т:							
12	нефти	776,7	515,2	3404,2	594,1	134,4	38	21
13	жидкости	10725,2	5397,3	29267,6	2907,9	1478,1	79,4	37,3
14	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т:							
15	нефти	5155,7	3437,2	40995,3	1228,1	1259,9	38	21
16	жидкости	20971,7	10991,4	75960,9	3948,7	4128,6	79,4	37,3
17	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,255	0,373	0,823	0,155	0,416	0,346	0,121
18	Средняя обводненность к концу разработки, %	97,3	95,7	96,2	93,3	98,9	70	63,6

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», 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.

В таблице 4.1.18 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

Таблица 4.1.18 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Параметры	Объекты						
		I	II	III	IV	V	VI	VII
1	Плотность сетки скважин, га/скв	46,3 на начало проектирования	20,2 на начало проектирования	64,1 на начало проектирования	85,2 на начало проектирования	80,7 на начало проектирования	30,8 на начало проектирования	27,5 на начало проектирования
		40,2 на конец проектирования	14,9 на конец проектирования	64,1 на начало проектирования	44,0 на конец проектирования	59,2 на конец проектирования	30,8 на начало проектирования	27,5 на начало проектирования
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	2:1	4:1	4:1		1,5:1		
3	Коэффициент компенсации отборов, %	+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1			-	+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1	-	-
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	$R_{пл} > R_{нас};$ $R_{заб} \geq 0,75 R_{нас}$						
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$\Delta P = R_{пл} - R_{заб},$ где минимальное $R_{заб} \geq 0,75 R_{нас}$						
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	59,3	79,7	165,6	96,3	100	146,6	146,6
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1						
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1			-	+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1	-	-
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1						

4.2 Технико-экономический анализ проектных решений

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый проект.

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

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Экономические показатели по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.10.

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 3 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Нефть	тыс.тонн	5 477,002	974,30	864,63	722,99	601,95	471,72	368,23	326,56	279,93	246,05	211,91	165,29	134,05	109,40
Товарный газ	млн. м3	719,423	121,68	111,26	94,75	79,42	62,07	48,36	43,07	37,84	34,04	29,74	23,25	18,79	15,14
СУГ	тыс. тонн	68,674	11,75	10,66	9,01	7,54	5,90	4,59	4,13	3,59	3,23	2,83	2,21	1,79	1,44
Продажа продукции по направлениям															
Нефти															
на экспорт	тыс. тонн	2 297,910	292,29	259,39	288,69	300,98	235,86	184,11	163,28	139,97	123,02	105,96	82,64	67,02	54,70
на внутренний рынок	тыс. тонн	3 179,092	682,01	605,24	434,30	300,98	235,86	184,11	163,28	139,97	123,02	105,96	82,64	67,02	54,70
Товарного газа															
на внутренний рынок	млн.м3	719,423	121,68	111,26	94,75	79,42	62,07	48,36	43,07	37,84	34,04	29,74	23,25	18,79	15,14
СУГ															
на внутренний рынок	тыс. тонн	68,674	11,75	10,66	9,01	7,54	5,90	4,59	4,13	3,59	3,23	2,83	2,21	1,79	1,44
Цена реализации продукции															
Нефти															
на экспорт	тг/тонн	289 072,404	289 072,40	249 507,27	249 507,27	249 507,27	249 507,27	249 507,27	258 240,02	267 278,42	276 633,17	286 315,33	296 336,36	306 708,14	317 442,92
на внутренний рынок	тг/тонн	69 885,714	69 885,71	93 142,86	98 289,50	105 000,00	110 000,00	115 000,00	119 025,00	123 190,88	127 502,56	131 965,15	136 583,93	141 364,36	146 312,12
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	601,500	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50
СУГ															
на внутренний рынок	тг/тонн	33 600,000	33 600,00	40 320,00	41 932,80	43 610,11	45 354,52	47 168,70	48 819,60	50 528,29	52 296,78	54 127,16	56 021,62	57 982,37	60 011,76
Производственная прибыль от реализации															
Нефти															
на экспорт	тг тыс	607 480 215,475	84 492 972,40	64 719 559,14	72 029 862,89	75 095 934,05	58 848 364,01	45 937 645,67	42 165 589,23	37 409 876,91	34 032 107,79	30 336 754,11	24 490 531,70	20 557 109,35	17 363 908,22
на внутренний рынок	тг тыс	320 554 856,572	47 662 755,61	56 373 979,23	42 686 919,59	31 602 578,77	25 944 414,78	21 173 047,60	19 434 475,03	17 242 527,19	15 685 684,97	13 982 465,35	11 287 892,23	9 474 944,75	8 003 171,47
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг тыс	432 732,688	73 193,14	66 920,86	56 993,29	47 771,38	37 334,39	29 089,44	25 908,22	22 758,56	20 474,56	17 891,32	13 986,11	11 303,14	9 108,25
СУГ															
на внутренний рынок	тг тыс	3 034 596,595	394 759,13	429 810,79	377 833,19	329 035,67	267 434,61	216 709,13	201 742,25	181 621,57	169 113,21	152 948,68	123 748,67	103 510,20	86 329,51
Итоговый производственный доход	тг тыс	931 502 401,331	132 623 680,29	121 590 270,02	115 151 608,96	107 075 319,86	85 097 547,80	67 356 491,83	61 827 714,74	54 856 784,23	49 907 380,53	44 490 059,46	35 916 158,71	30 146 867,44	25 462 517,45

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	15 898 830	1 378 780	1 409 551	1 355 836	1 356 682	1 242 161	1 163 801	1 158 077
Затраты на химреагенты	тыс.тг	12 575 704	1 032 980	976 768	985 602	1 031 174	990 402	980 623	971 468
Общепромысловые расходы	тыс.тг	7 139 411	614 981	639 143	636 071	643 286	619 078	592 387	571 412
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	828 516	71 367	74 171	73 815	74 652	71 843	68 746	66 311
Транспортные расходы	тыс.тг	10 250 898	883 001	917 694	913 282	923 641	888 883	850 561	820 444
Больничные	тыс.тг	790 032	68 052	70 726	70 386	71 185	68 506	65 552	63 231
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	8 394 554	723 098	751 508	747 895	756 378	727 915	696 532	671 869
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	2 436 814	209 904	218 152	217 103	219 565	211 303	202 193	195 033
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	1 544 037	133 002	138 227	137 563	139 123	133 888	128 115	123 579
Проекты отвода земель	тыс.тг	84 011	7 237	7 521	7 485	7 570	7 285	6 971	6 724
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг	23 567	2 030	2 110	2 100	2 123	2 044	1 955	1 886
Научно-исследовательские и проектные работы	тыс.тг	6 033 894	519 753	540 174	537 577	543 675	523 215	500 658	482 930
Лабораторные исследования	тыс.тг	732 631	63 108	65 587	65 272	66 013	63 528	60 789	58 637

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	281 831 702,27	51 287 728,05	49 136 608,94	42 052 168,32	35 556 186,71	25 301 446,21	18 545 457,15	16 343 533,51
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	35 205 799,10	9 364 923,77	10 260 421,72	6 590 900,09	4 177 736,10	2 013 160,89	1 016 042,87	803 447,98
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	246 625 903,17	41 922 804,28	38 876 187,21	35 461 268,24	31 378 450,61	23 288 285,32	17 529 414,27	15 540 085,53

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	11	12	13	14	15	16
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	1 173 060	1 169 042	1 189 838	1 137 956	1 099 806	1 064 238
Затраты на химреагенты	тыс.тг	962 220	926 629	939 703	932 641	939 374	906 119
Общепромысловые расходы	тыс.тг	526 658	495 944	457 810	435 543	450 788	456 311
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	61 118	57 553	53 128	50 544	52 313	52 954
Транспортные расходы	тыс.тг	756 186	712 085	657 332	625 361	647 249	655 180
Больничные	тыс.тг	58 279	54 880	50 660	48 196	49 883	50 494
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	619 247	583 133	538 295	512 114	530 038	536 533
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	179 758	169 275	156 259	148 659	153 862	155 747
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	113 900	107 257	99 010	94 195	97 492	98 686
Проекты отвода земель	тыс.тг	6 197	5 836	5 387	5 125	5 305	5 370
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг	1 738	1 637	1 511	1 438	1 488	1 506
Научно-исследовательские и проектные работы	тыс.тг	445 107	419 148	386 919	368 101	380 984	385 652
Лабораторные исследования	тыс.тг	54 045	50 893	46 979	44 695	46 259	46 826
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	23 205	21 113	18 831	17 309	17 309	16 928
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	18 181	17 121	15 805	15 036	15 562	15 753
Обслуживание насосов	тыс.тг	49 905	46 994	43 381	41 271	42 715	43 239
Обслуживание УПГ	тыс.тг	604 367	569 121	525 360	499 809	517 302	523 640
Диагностика магистрального трубопровода	тыс.тг	1 929	1 816	1 677	1 595	1 651	1 671
Тех.обслуживание Узла Учёта Нефти	тыс.тг	35 341	33 280	30 721	29 227	30 250	30 621
Сертификация нефти	тыс.тг	2 788	2 625	2 423	2 305	2 386	2 415
Поверка и регулировка	тыс.тг	53 825	50 686	46 789	44 513	46 071	46 636
Содержание автодорог	тыс.тг	79 251	74 629	68 891	65 540	67 834	68 665
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	152 007	143 142	132 136	125 709	130 109	131 703
Материалы	тыс.тг	1 135 972	1 085 325	1 093 188	1 077 491	1 063 367	1 046 849
Командировочные расходы	тыс.тг	2 018	1 900	1 754	1 668	1 727	1 748
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	372 659	350 925	323 942	308 187	318 973	322 881
Расходы по страхованию	тыс.тг	259 349	244 224	225 445	214 480	221 987	224 707
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	25 046	23 586	21 772	20 713	21 438	21 701
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	238 724	222 940	224 860	213 924	221 411	224 124
Ликвидация скважин	тыс.тг	19 952	20 650	0	0	0	0
ТРС на нагнетательных скважинах. Спуск компоновки ОРЗ	тыс.тг	78 647	81 400	84 249	87 197	90 249	93 408
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	3 913 194	3 684 978	3 401 633	3 236 190	3 349 456	3 390 496
Затраты на обучение	тыс.тг	125 156	117 875	111 839	106 187	101 908	103 912
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	12 149 027,88	11 547 642,36	10 957 525,04	10 512 919,71	10 716 546,45	10 726 713,61
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	711 536,03	670 039,48	618 518,87	588 436,37	609 031,64	616 493,95
Налог на имущество	тыс.тг	272 852,38	246 172,23	222 587,25	201 368,07	177 178,47	150 934,91
Земельный налог	тыс.тг	18 330,00	18 971,55	19 635,55	20 322,79	21 034,09	21 770,29
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	25 410,10	23 928,19	22 088,31	21 014,02	21 749,51	22 016,00
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	2 251 657,24	2 058 021,98	1 846 899,56	1 519 931,45	1 305 434,09	1 128 964,12
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	10 219,01	9 479,39	8 542,00	6 886,74	5 740,67	4 771,89
Расходы на НИОКР	тыс.тг	125 155,68	117 875,21	111 839,06	106 187,30	101 908,15	103 911,64
Итого производственных затрат	тыс.тг	15 591 294,78	14 719 236,86	13 834 742,13	13 004 172,92	12 985 729,53	12 802 682,88
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	3 159 926,56	2 874 614,15	2 562 476,09	2 068 659,08	1 736 411,91	1 466 689,53
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	6 412 835,47	5 833 815,18	5 525 376,40	4 460 576,28	3 744 163,48	3 534 637,80
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	5 472 668,44	4 810 180,31	4 386 567,87	3 611 558,90	2 928 991,99	2 516 168,17

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	11	12	13	14	15	16	17
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	54856784,23	49907380,53	44490059,46	35916158,71	30146867,44	25462517,45	21711086,92
Итого приток средств	тыс.тг	54856784,23	49907380,53	44490059,46	35916158,71	30146867,44	25462517,45	21711086,92
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	34684306,32	32032000,24	29801625,91	26433725,00	24755921,43	23590211,26	22612093,30
прямые затраты	тыс.тг	12149027,88	11547642,36	10957525,04	10512919,71	10716546,45	10726713,61	10736248,20
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	3442266,90	3171594,50	2877217,08	2491253,21	2269183,08	2075969,26	1919939,80
расходы периода	тыс.тг	19093011,54	17312763,38	15966883,78	13429552,08	11770191,90	10787528,39	9955905,30
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	1095325,05	1063547,06	959354,40	885885,31	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг	24735,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг	1070589,16	1063547,06	959354,40	885885,31	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	3396507,28	2970825,43	2374517,57	1416706,48	688183,25	55403,34	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	495194,11	363673,27	120298,29	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	39671332,75	36430046,00	33255796,17	28736316,79	25444104,68	23645614,60	22612093,30
Поток денежной наличности	тыс.тг	15 185 451,49	13477334,54	11234263,29	7179841,92	4702762,76	1 816 902,85	-901 006,38
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг							
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	7383764,33	5911782,25	4445527,70	2563054,90	1514469,04	527841,26	-236136,87
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	5708773,68	4405764,57	3193478,78	1774747,12	1010826,98	339592,13	-146438,73
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	4237980,81	3134397,27	2177275,49	1159584,56	632935,37	203777,75	-84211,55
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	230463419,32	243940753,86	255175017,15	262354859,08	267057621,84	268874524,69	267973518,31
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	178371444,04	184283226,28	188728753,99	191291808,88	192806277,92	193334119,18	193097982,32
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	164539174,20	168944938,77	172138417,55	173913164,67	174923991,65	175263583,79	175117145,06
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	150823638,85	153958036,12	156135311,61	157294896,17	157927831,53	158131609,28	158047397,73

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

В 2021г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 02.01.2021г». На рассмотрение ГКЗ РК были представлены следующие запасы нефти и значения КИН:

Объект	Горизонты	Рекомендуемые запасы		
		НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, д.ед.
I	М-II-1, М-II-2	20 219	5 143	0,254
II	русловые отложения Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-I	9 205	3 746	0,407
III	Ю-IIIа и Ю-III	49 824	40 923	0,821
IV (возвратный)	нерусловые отложения Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-I	7 944	1 219	0,153
V (возвратный)	Ю-II	3 025	1 250	0,413
VI (возвратный)	Ю-IV	110	38	0,343
VII (возвратный)	PZ	173	21	0,123
По месторождению в целом:		90 499	52 339	0,578

Однако Государственной комиссии по запасам принято решение по II объекту оставить значение КИН на уровне ранее утвержденных, достижение которых возможно при применении новых технологий.

Таким образом утвержденное значение КИН по II объекту составляет 0,509 д.ед. Ниже в таблице представлены запасы и значения КИН утвержденные ГКЗ РК.

Объект	Горизонты	Утвержденные запасы		
		НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, д.ед.
I	М-II-1, М-II-2	20 219	5 143	0,254
II	русловые отложения Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-I	9 205	4 685	0,509
III	Ю-IIIа и Ю-III	49 824	40 923	0,821
IV (возвратный)	нерусловые отложения Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-I	7 944	1 219	0,153
V (возвратный)	Ю-II	3 025	1 250	0,413
VI (возвратный)	Ю-IV	110	38	0,343
VII (возвратный)	PZ	173	21	0,123
По месторождению в целом:		90 499	53 279	0,589

В рамках данной работы были рассмотрены три варианта разработки. В рекомендуемом 3 варианте достигается утвержденные значения КИН по 4 объектам, кроме II и IV объектов.

Учитывая результаты проведенного анализа выработки запасов и оценки вовлеченных в разработку запасов нефти, а также текущие показатели эксплуатации

добывающих скважин и годовые уровни добычи нефти, без применения новых технологии КИН не достигается.

В связи с этим в рамках данной работы планируется проведение ОПИ ПОТ на II объекте (более подробно в главе 12). При получении положительных результатов планируется полномасштабное внедрение, реализация которого позволит достичь максимальное значение КИН.

Ниже в таблице представлено сопоставление утвержденного КИН и прогнозных коэффициентов нефтеотдачи за рентабельные периоды по рассмотренным вариантам разработки (табл. 4.3.1).

Таблица 4.3.1 - Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

Объект разработки	Утвержденные в ГКЗ РК			Варианты	Расчетные КИН, д.ед.	Прогноз. извлек. запасы, тыс.т
	КИН, д.ед.	Геолог. запасы, тыс.т	Извлек. запасы, тыс.т			
I	0,254	20 219	5 143	1	0,247	4995,6
				2	0,254	5132,6
				3	0,255	5155,7
II	0,509	9 205	4 685	1	0,359	3305,4
				2	0,373	3437,4
				3	0,373	3437,4
III	0,821	49 824	40 922	1	0,805	40118,8
				2	0,817	40693,1
				3	0,823	40995,3
IV	0,153	7 944	1 219	1	0,137	1091,4
				2	0,140	1111,4
				3	0,155	1228,1
V	0,413	3 025	1 250	1	0,400	1210,7
				2	0,416	1259,9
				3	0,416	1259,9
VI	0,343	110	38	3	0,346	38,0
VII	0,123	173	21	3	0,121	21,0
По месторождению	0,589	90 499	53 279	1	0,560	50721,8
				2	0,571	51634,5
				3	0,576	52135,3

По результатам расчетов наименее привлекательными выглядит вариант 1, по которому прогнозный КИН в целом по месторождению составил 0,560 д.ед.

Как видно из таблицы 4.3.1, наиболее привлекательным выглядит вариант 3, при реализации которого значение КИН в целом по месторождению составляет 0,576 д.ед.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Экономический анализ проведен по трем вариантам для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант - 2023- 2032 гг.

2 вариант – 2023 - 2035 гг.

3 вариант – 2023 - 2035 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 19 068,7 млн. тенге.

2 вариант – 21 053,9 млн. тенге.

3 вариант – 25 441,7 млн. тенге.

Максимальные капитальные затраты приходятся на третий вариант. По первому и второму варианту капитальные затраты предусмотрены на проведение ГТМ и модернизацию месторождения.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 369 673,7 млн. тенге.

2 вариант – 481 129,6 млн. тенге.

3 вариант – 531 522,4 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

1 вариант – 206 602,4 млн. тенге.

2 вариант – 242 582,1 млн. тенге.

3 вариант – 262 793,6 млн. тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 151 817,9 млн. тенге.

2 вариант – 178 264,3 млн. тенге.

3 вариант – 193 334,1 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по третьему варианту, бурение скважины приносит недропользователю дополнительный доход. Таким образом, рекомендуемым является третий вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2023 - 2032	2023 - 2035	2023 - 2035
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	4 454	4 585	4 679
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	951,7	970,3	975,5
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м3/год	119,8	123,2	123,7
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	5 370,7	4 716,8	4 778,4
Темп отбора при проектном уровне	%	1,8	1,8	1,8
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	191	191	197
добывающих	ед.	149	146	152
нагнетательных	ед.	42	45	45
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	0	6
Нефтедобывающих	ед.	0	0	6
вертикальных	ед.	0	0	4
наклонно-направленных	ед.	0	0	0
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки				
добыча нефти	тыс. т	4 070	4 983	5 484
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	50 722	51 634	52 135
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	536	666	738
добыча жидкости	тыс. т	35 052	46 524	49 893
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	101 277	112 749	116 118
закачка воды	тыс. м3	42 342	47 908	51 840
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	108 782	114 347	118 280
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,560	0,571	0,576
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	95,97%	96,63%	96,16%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	654 330,1	834 578,5	931 502,4
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	19 068,7	21 053,9	25 441,7
в строительство скважин	млн. тг	0,0	1 099,3	4 213,8
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	19 068,7	19 954,6	21 228,0
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	369 673,7	481 129,6	531 522,4
производственные расходы	млн. тг	111 267,7	149 553,6	163 392,2
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	50 082,5	61 592,4	67 344,3
непроизводственные расходы	млн. тг	208 323,5	269 983,5	300 786,0
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	403 561,4	521 065,7	575 151,5
Чистые недисконтированные поступления				
- Поток денежной наличности	млн. тг	188 925,7	237 729,3	268 874,5
- Поступления Государству	млн. тг	262 491,8	331 970,4	370 012,9
Чистые дисконтированные поступления				
- после налогообложения				

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	151 817,9	178 264,3	193 334,1
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	141 791,8	163 492,2	175 263,6
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	131 740,8	149 235,0	158 131,6
- бюджета Государства				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	206 602,4	242 582,1	262 793,6
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	191 997,1	221 348,2	237 835,6
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	177 579,3	201 225,6	214 428,5
Индекс доходности (PI)				
при 0% дисконта	ед.	10,908	12,291	11,568
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	11,656	12,551	11,041
при ставке дисконта в 15%	ед.	11,853	12,604	10,877
при ставке дисконта в 20%	ед.	12,038	12,641	10,700

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, устьевого и внутри скважинного оборудования

Выбор рационального способа подъема жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

В настоящее время добыча нефти на месторождении Акшабулак Центральный осуществляется фонтанным и механизированными способами.

При механизированной эксплуатации скважины эксплуатируются при помощи установок штанговых глубинных насосов (УШГН) и установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

По состоянию на 01.01.2023г. весь пробуренный фонд скважин составляет 209 ед. В эксплуатационном фонде добывающих скважин числится скважины - 140 ед., из них действующий фонд скважин составляет 140 ед., их них 11 скважин эксплуатируются фонтанным способом, 129 скважин эксплуатируются механизированными способами эксплуатации. В наблюдательном фонде числится 17 скважин, в консервации 2 скважины, всего ликвидировано 8 скважин.

В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин числится скважины - 42 ед., из них действующий фонд составляет 42 скважины.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин согласно рекомендуемого варианта разработки.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта запланирован ввод из бурения 6 добывающих скважин. Скважины добывающего фонда планируется эксплуатировать фонтанным и механизированными способами.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению Акшабулак Центральный

Способ эксплуатации	Показатели	Годы												
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Фонтан, Механизованная	Ввод скважин	3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	140	137	130	126	115	104	97	84	77	67	59	59	57
	Дебит по жидкости, т/сут:													
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	90,3	94,4	98,9	107,1	107,8	111,9	112,4	119,3	121,8	130,7	142,9	147,3	142,9
	Средняя обводненность, %	77,9	81,2	84,2	87,1	89,1	91,0	91,5	92,4	92,7	93,6	94,7	95,5	96,2

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

6.1.2 Условия фонтанирования скважин

Фонтанирование скважин на месторождении Акшабулак Центральный должно быть обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодавление на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее простым и зачастую самым бюджетным способом эксплуатации скважин.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, ствола и флюида) и затем строятся графики притока.

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1 - 6.1.5 приведены графики работы I, II, III, IV, V Объектов разработки и подъёмника диаметром соответственно 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

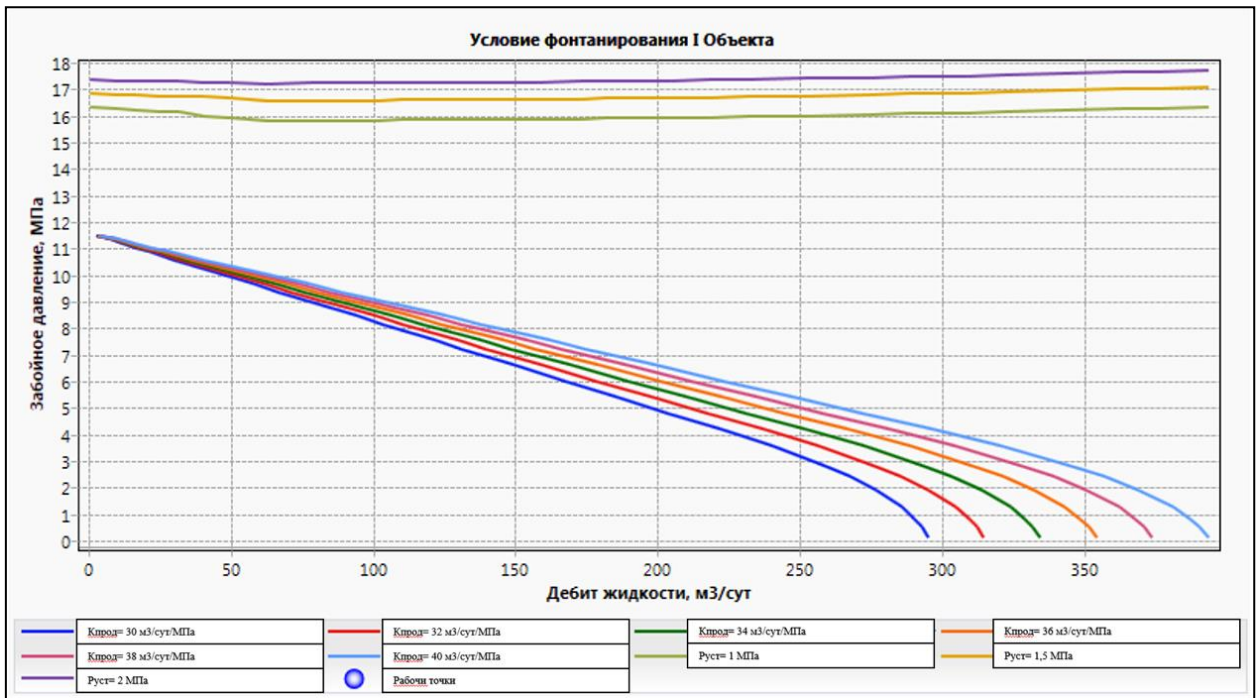


Рис. 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.1), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I Объекта механизированными способами.

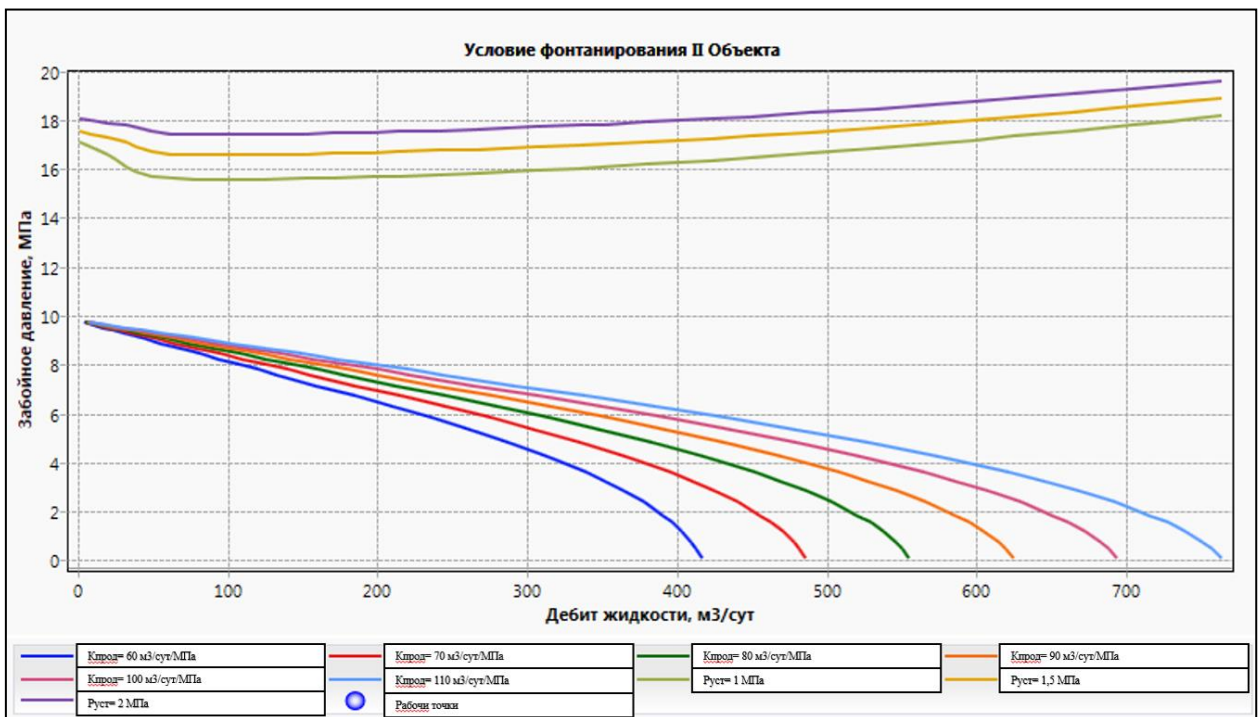


Рис. 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.2), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины II Объекта механизированными способами.

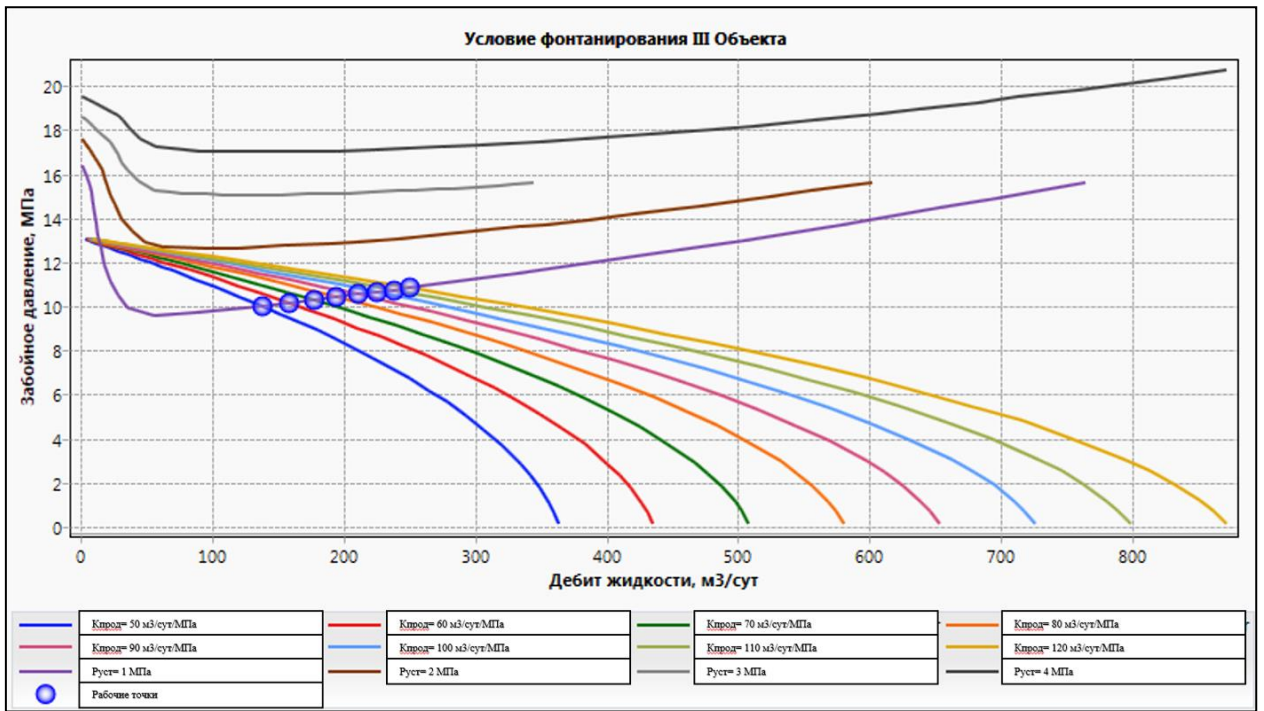


Рис. 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)

Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.3) условие фонтанирования возможно при $P_y = 1$ МПа, с $P_{заб}$ от 10 до 11 МПа, при Коэффициенте продуктивности пласта от 50 до 120 м3/сут/МПа.

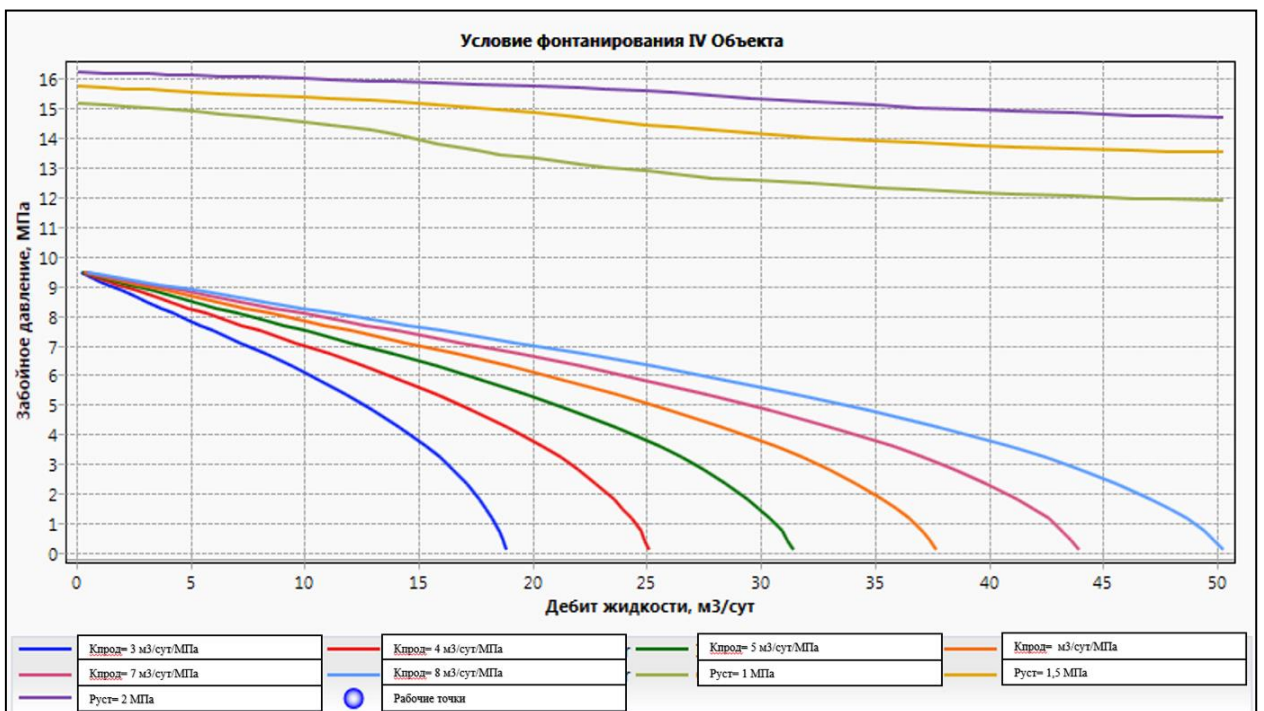


Рис. 6.1.4 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (IV объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.4), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины IV Объекта механизированными

способами.

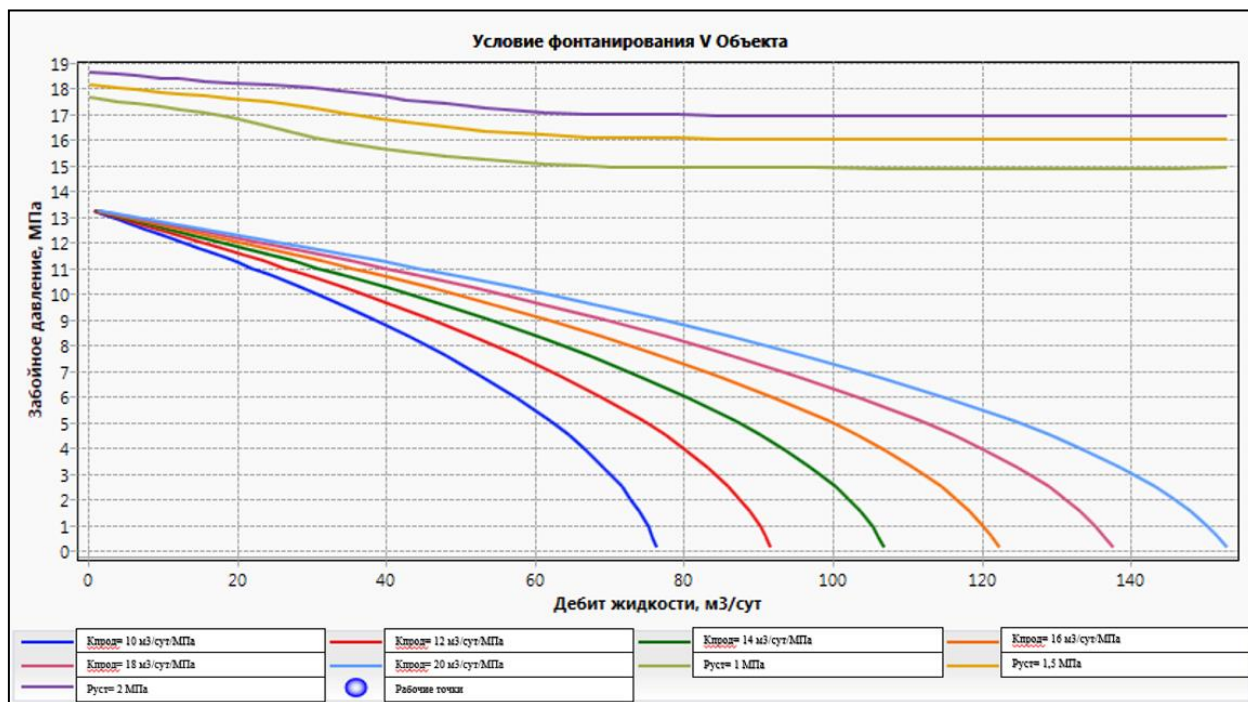


Рис. 6.1.5 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (V объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.5), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины V Объекта механизированными способами.

Результаты, приведенные выше, были получены с помощью динамической модели ствола, построенной на основе собранной информации до настоящего времени. При получении дополнительных данных (из скважинных исследований, анализа PVT и т.д.) будет выполняться дальнейшее моделирование, по результатам которого могут быть обновлены рекомендации ПР в области техники и технологии эксплуатации скважин.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Обоснование выбора устьевого оборудования.

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа АФ6аА21-65/50Х140К1 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, для холодной климатической зоны, которая обеспечивает возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи, это будет связано с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы (НКТ) можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Выбор внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

В настоящее время для промысловых расчётов используются программы для персональных ЭВМ, в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

Для расчёта фонтанного подъёмника в данной работе использована программа «Pipesim» с корреляцией «Hagedorn & Brown (1963) oil» для нефтяной залежи.

На рисунке 6.1.6 приведены кривые работы подъёмников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождения Акшабулак Центральный. Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

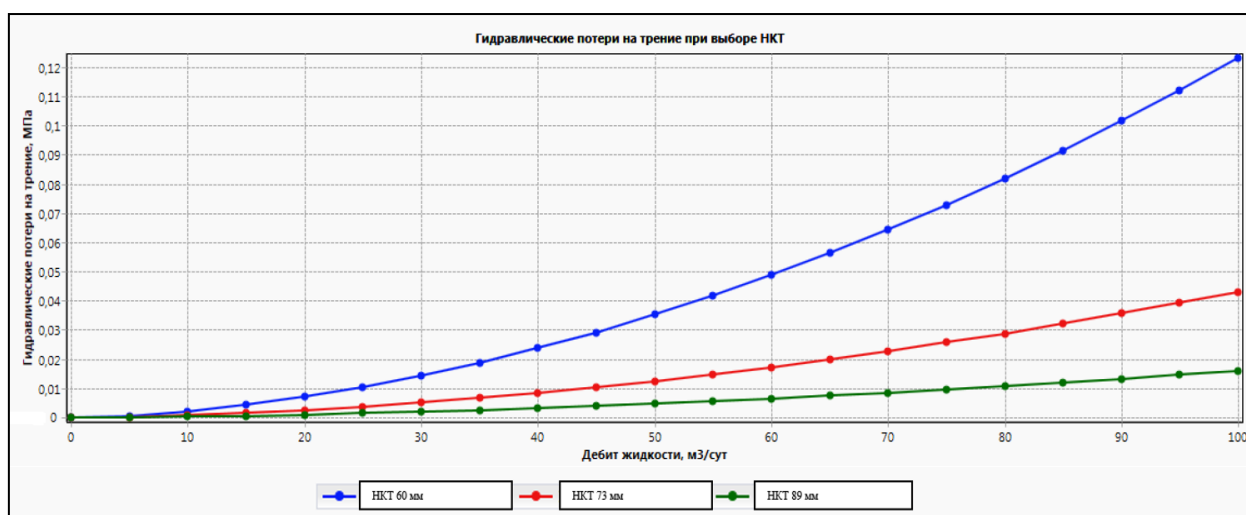


Рис. 6.1.6 - Зависимость гидравлического потерь давления на трение от дебита скважины

По расчёту при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологическим условиям эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения Акшабулак Центральный наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным

диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант- это применение НКТ диаметром 73 мм.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Условия эксплуатации на месторождении Акшабулак Центральный накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48мм (внутренний диаметр 60,43мм) на рабочее давление 25 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съёмные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется

жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Скважины, прекратившие фонтанирование, планируется переводить на механизированный способ эксплуатации.

6.1.4 Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче предлагается использование установок плунжерного штангового насоса (УПШН) и установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), хорошо зарекомендовавший себя на месторождении.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных УПШН

УПШН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в малодебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{ж} \leq 25$ м³/сут) малой и средней глубины (до 1800 м). Преимуществам УПШН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), отсутствие дефицита и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УПШН характеризуется многообразием типоразмеров. КПД установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Для лучшей работы УПШН давление на приеме насоса должно быть $P_{пр} > 0,35 \div 0,7$ МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %.

Надежная работа УПШН 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

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы, устанавливаемой на колонном фланце. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съёмной гайкой.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-6, СКДР-6, БСК-6, СКД-6 грузоподъемностью 6 тонн и БСК-4 грузоподъемностью 4 тонны.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы вставного и не вставного (трубного) исполнения диаметрами 38, 44, 57, 70 мм. Насосы спускаются в скважину (140, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм.

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.

Применяемая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ,

герметичный ввод электро-кабеля к ГНО, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

На рисунке 6.1.7 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

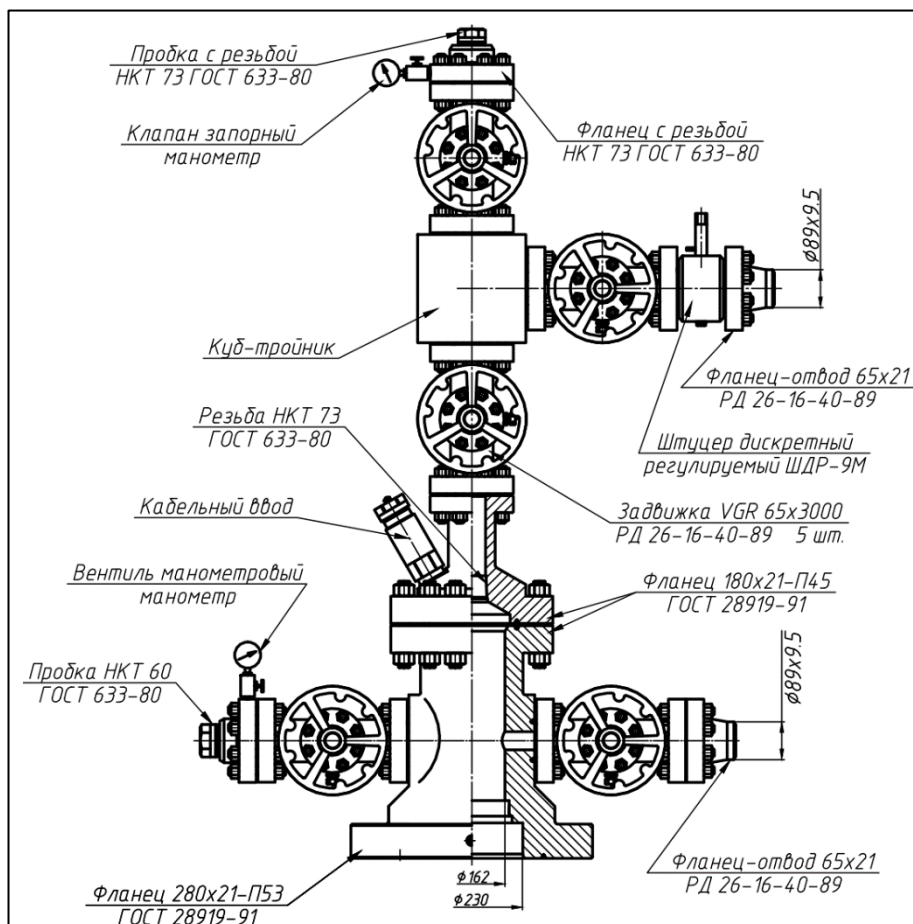


Рис. 6.1.7 – Устьевая арматура УЭЦН

Трубная подвеска, имеющая два уплотнительных кольца, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с насосом на нижнем конце и сальниковым устройством наверху. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Проекция скважины поступает через боковое отверстие трубной подвески, а сброс давления из затрубного пространства производится через встроенный в корпус трубной подвески перепускной клапан.

Наземное оборудование электроцентробежных установок представлено автоматическими станциями управления типа Электон-05 и Триол АК06 с частотно-регулируемыми приводами с обратной связью с ГНО посредством комплектной погружной телеметрии (станции имеют множество настроек для работы с УЭЦН и графическую панель

отображения информации), масляным повышающим трансформатором для УЭЦН (типа ТМПН), газоотделительной электро-коробкой, площадкой и линиями электро-кабелей.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электро-кабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали)

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

В целом условия для эксплуатации УЭЦН на месторождении Акшабулак Центральный являются благоприятными – низкая вязкость флюида, невысокие температуры и концентрация агрессивных компонентов, не большая глубина пластов и оптимальные размеры э/к. Указанные факторы сказываются на наработке УЭЦН, которая продолжает расти.

6.2 Выполнение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Осложняющими факторами эксплуатации скважин на месторождения Акшабулак Центральный являются асфальто-смолистые парафиновые отложения (АСПО) в призабойной зоне скважины (ПЗС), в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании, а также коррозия промышленного оборудования.

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

В процессе эксплуатации скважин месторождения Акшабулак Центральный возникают осложнения, связанные со специфической особенностью нефти – содержанием в ней тяжелых углеводородов: парафина – 11,8 %, смол – 10,2 %, асфальтенов – 0,8 %. Содержание в нефти парафиновых и асфальто-смолистых веществ приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и при фильтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин и выкидных линии горячей нефтью и горячей водой.

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.

В настоящее время по месторождению Акшабулак Центральный осуществляется механическое скребкование ствола НКТ скребками лезвийными (с ножами) для УДС, D -58 мм. Длина скребка - 1900 мм. Масса - 10кг. УДС (установка депарафинизации скважин) назначение: механическая очистка от парафина труб НКТ фонтанных и оборудованных ЭЦН-ами нефтяных скважин

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, на месторождении применяется обработка горячей водой (ОГВ), выкидных линии и ствола НКТ через затрубное пространство скважин с применением диспергатора парафина марки Рандап-6028 (РауанНалко), PDH-4060 (HIMRON) из расчета на 1 м³ теплоносителя - 1-2 литра диспергатора парафина.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины встроена камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу двигается вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др. Данные мероприятия по защите от АСПО на месторождении Акшабулак Центральный являются эффективными. За отчетный период были проведены промывки выкидных линии (ПГВ) с применением диспергатора парафина в концентрации 1 литр на 1м³ в объеме 356 скважино-операции.

Как следует из представленных данных, фонд скважин, подверженных парафинизацией составляет более 70% от фонда эксплуатационных скважин, и проблема защиты промышленного оборудования от АСПО продолжает оставаться весьма значительным.

Также необходимо проводить работы по выбору других эффективных методов удаления парафиноотложений на основе проведения специальных комплексных лабораторных исследований.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутривнепромышленного оборудования

Месторождение Акшабулак Центральный характеризуется высоким содержанием механических примесей в ГЖС до 1,08 % (масс.), что может существенно ускорять протекание локальных коррозионных процессов.

Пластовые воды Ю-III, рассолы хлоркальциевого типа с наибольшей

минерализацией 106,3 г/л. Содержание сульфатов – 12,4 мг-экв/л. Воды жесткие, нейтральные, показатель рН, на уровне 7,0. Пластовые воды Ю-II представлены одной пробой, из скважины 34, похожи на воды продуктивного горизонта Ю-III.

Присутствие в пластовых водах большого количества ионов хлора и сульфата может инициировать локальную коррозию и внедряются в пассивирующую поверхность металла оксидные или сульфидные плёнки, способствует их локальному растворению и, тем самым, инициирует локальные коррозионные процессы в виде язв и питтингов. Присутствие значительного количества сульфатов в подтоварных водах может инициировать появление сероводорода в газе по отдельным скважинам. По теории микробной сульфатредукции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного сероводорода.

Для защиты от коррозии системы сбора и подготовки нефти применяется ингибиторы коррозии марки РАНКОР-1105 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 25 гр/м³. Ингибитор коррозии РАНКОР- 1105 - предназначен для коррозионной защиты наземного оборудования и коллекторов системы водоподготовки начиная от трехфазных сепараторов на центральном пункте подготовки нефти (ЦППН), установке предварительного сброса воды (УПСВ), до технологических линии и оборудования блочно-кустовых насосных станции (БКНС), а также внутрипромысловых коллекторов транспортирующие высокообводненную жидкость.

Для подавления и контроля роста СВБ (сульфатовосстанавливающие бактерии) и для защиты от биокоррозии нефтепромыслового и газодобывающего оборудования, контактирующего со средами носителями, зараженными СВБ бактериями на месторождении Акшабулак Центральный применяется бактерицид марки Ранцид-7009 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 40гр/м³.

Как и при парафиноотложений, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промышленного оборудования. В целях проведения ОГВ и обработки добываемых пластовых вод используется ингибитор солеотложения марки «Ранскейл»-4115» производитель ТОО «Рауан-Налко» (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании скважин при обработках ОГВ, в частности для предотвращения образования сульфата бария, карбоната кальция и сульфата стронция) с дозировкой (1литр на 10 м³ теплоносителя для обработки скважин, 90 грамм/м³).

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга - наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Таким образом мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО на месторождении Акшабулак Центральный показывают свою эффективность и позволяют повысить производительность скважин.

В таблице 6.2.1 приведены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.

Таблица 6.2.2 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	На период прогноза	Тепловые методы удаления АСПО: ОГН, ОГВ	Добывающие скважины, трубопроводы и промышленное оборудование	Согласно графику	-
2		Механические методы удаления АСПО: (скребки, парафинорезки).	Добывающие скважины, трубопроводы и промышленное оборудование	Согласно графику	-
3		Ввод ингибиторов коррозии	Нагнетательные скважины, трубопроводы, промышленное оборудование и на вход резервуара пластовой воды	Постоянно	-
4		Промывка песчаных пробок	Добывающие скважины, трубопроводы и промышленное оборудование	Согласно графику	-

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

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 по рациональному и комплексному использованию недр» 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.

Описание существующей системы сбора и подготовки скважинной продукции

По состоянию на 01.01.2023 год фонд эксплуатационных скважин месторождения Акшабулак Центральный составляет—140 единиц. Из них в действующем фонде находятся 140 скважин, в работе 131, в простое—9. Скважины в количестве 11 единиц фонтанным, 129—эксплуатируются механизированным способом эксплуатации.

Добываемая продукция месторождения Акшабулак Центральный со скважин по герметизированной системе сбора нефти поступает на групповые установки (ГУ-1 и ГУ-2), где производится сепарация газа из собранной жидкости с последующей подачей газа на УПГ, а дегазированная жидкость подается в цех подготовки и перекачки нефти ЦППН, по коллекторам Ø159 мм.

На ГУ производится поскважинный замер дебитов на замерной установке «АГЗУ ОЗНА-Массамер №101 и №102», сбор скважинной продукции и предварительная сепарация нефти на нефтегазовом сепараторе $V=25\text{м}^3$ при давлении 1МПа. Здесь же производится

нагрев эмульсии на ПП-0,63 до поступления на манифольды ЦППН. Перекачка осуществляется насосами (2 ед.) ЦНС, производительностью $70 \text{ м}^3/\text{час}$. Кроме этого, на ГУ имеется газовый сепаратор, $V=1,5 \text{ м}^3$, продувочная свеча и дренажную емкость объемом 8 м^3 .

По отдельным коллекторам на ЦППН также поступает скважинная продукция от АГЗУ-3А, АГЗУ-3Б, АГЗУ-5А, АГЗУ-5Б, АГЗУ-6, АГЗУ-4, АГЗУ на Маф-4" ЦППН, АГЗУ ОЗНА Массомер SK-0101" на ЦППН.

Схема система сбора транспорта скважинной продукции представлена на Рис 6.3.1.

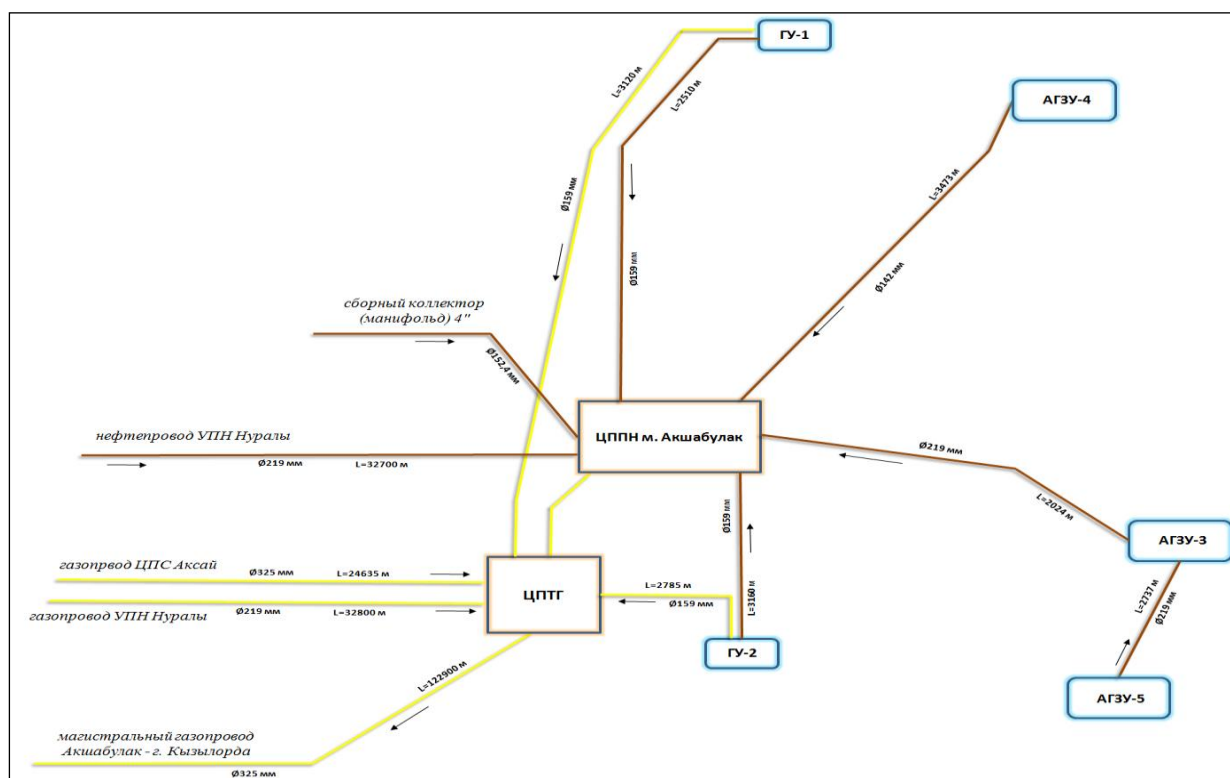


Рис. 6.3.1–Схема системы сбора продукции на месторождении Акшабулак Центральный

С манифольдов по отдельным коллекторам жидкость направляется на НГСВ-1,2-200 м^3 , расположен на территории УПСВ, для предварительного сброса воды и на сепаратор $V-3101-60 \text{ м}^3$ расположенный на ЦППН. На УПСВ подается деэмульгатор EASY-DE 3010 с удельным расходом 80 г/т с установок БАПР-3, БАПР-5. Далее нефть с УПСВ направляется на ЦППН в теплообменники E-3112 и E-3111 (теплообменники E-3101 и E-3102 на данный момент в резерве). Нагретая в теплообменнике до температуры $65 \text{ }^\circ\text{C}$, нефтегазовая смесь поступает в сепараторы низкого давления V-3112, V-3102. Пластовая вода с сепараторов НГСВ -1,2-200 м^3 поступает на резервуары -2000 м^3 , откуда производится откачка насосами производительностью -150 м^3 на БКНС.

Из сепаратора низкого давления V 3102 и V 3112 нефть поступает в дегазатор V-3120 или на КСУ- 3120А, где происходит окончательное отделение газа от нефти. С дегазатора V-3120 или с КСУ- 3120А нефтяные потоки, поступившие на ЦППН по АГЗУ

ОЗНА Массомер SK-0101”, манифольду 5” соединяются, и трансферными насосами Р- 3120 А/В/С откачиваются в резервуарный парк с объемом 5000 м³.

Газ после дегазатора или с КСУ поступает на газовые компрессоры С-3120 А/В/С. Компрессоры предназначены для повышения давления газа до 3 бар и подачи его по газовой линии низкого давления на узел регулирования.

До поступления на компрессор газ проходит через верх осушителя, где происходит отделение тяжелых фракций, осевшие частицы проходят в горизонтальную буферную емкость $V=6\text{м}^3$.

Вся пластовая вода от установок на ЦППН направляются в дренажную емкость ЕП-63, ЕП-75, откуда производится откачка пластовой воды полупогружными насосами 150м³ на резервуары УПСВ.

Товарная нефть экспортными насосами Р-201 А/В/С производительностью $Q=220\text{м}^3/\text{час}$, по трубопроводам «Акшабулак—Кумколь», длиной 57,3 км откачивается на узел товарной нефти на месторождении Кумколь.

На месторождении Акшабулак Центральной система сбора продукции скважин, подготовка и транспортировка сырья до пункта сдачи работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла.

Принципиально-технологическая схема процесса подготовки нефти, месторождения Акшабулак Центральной, представлена на рис. 6.3.2.

Технологическая схема ЦППН изображена на рис. 6.3.3.

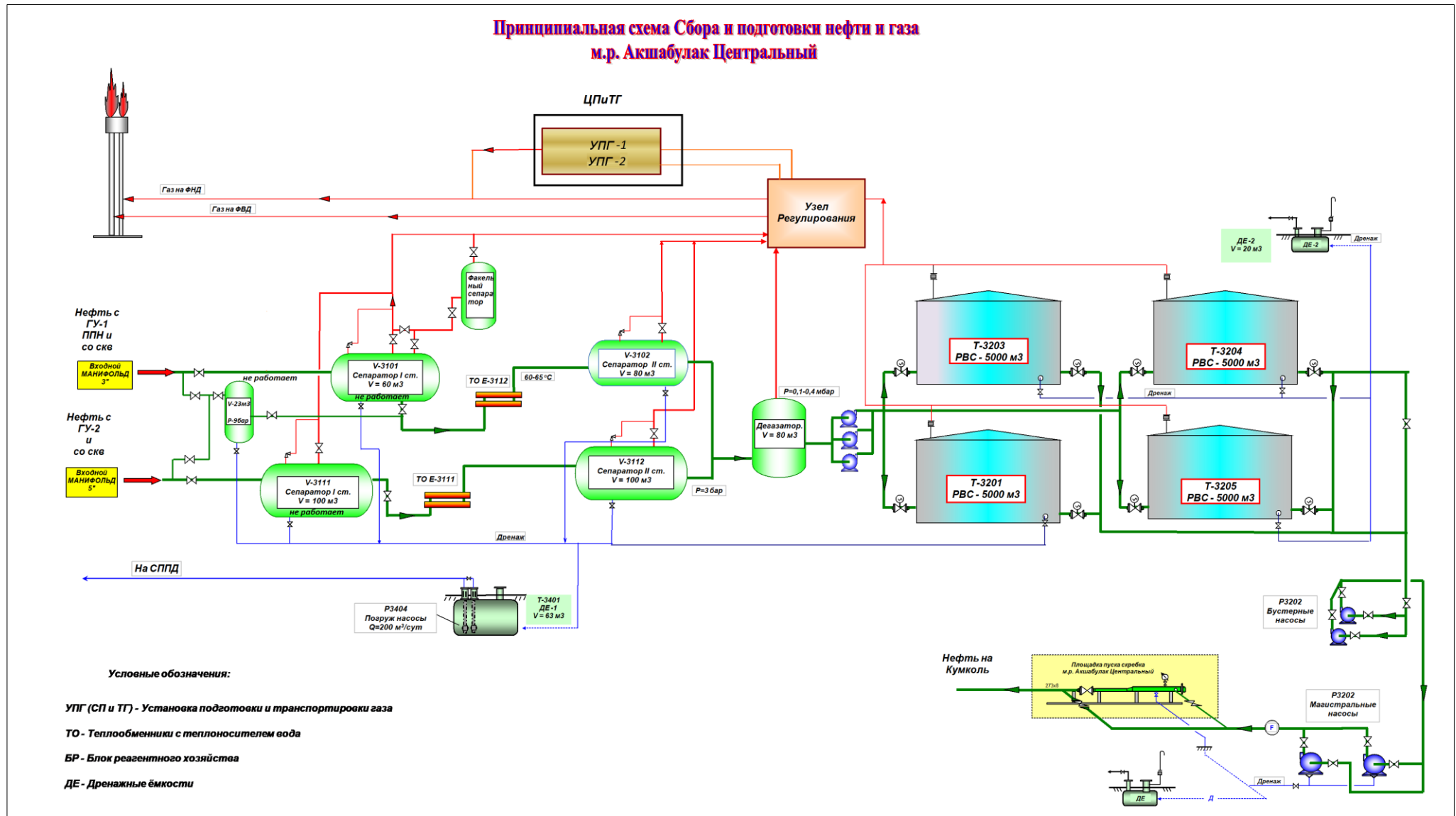


Рис. 6.3.2—Принципиальная схема технологического процесса подготовки продукции месторождения Акшабулак Центральный

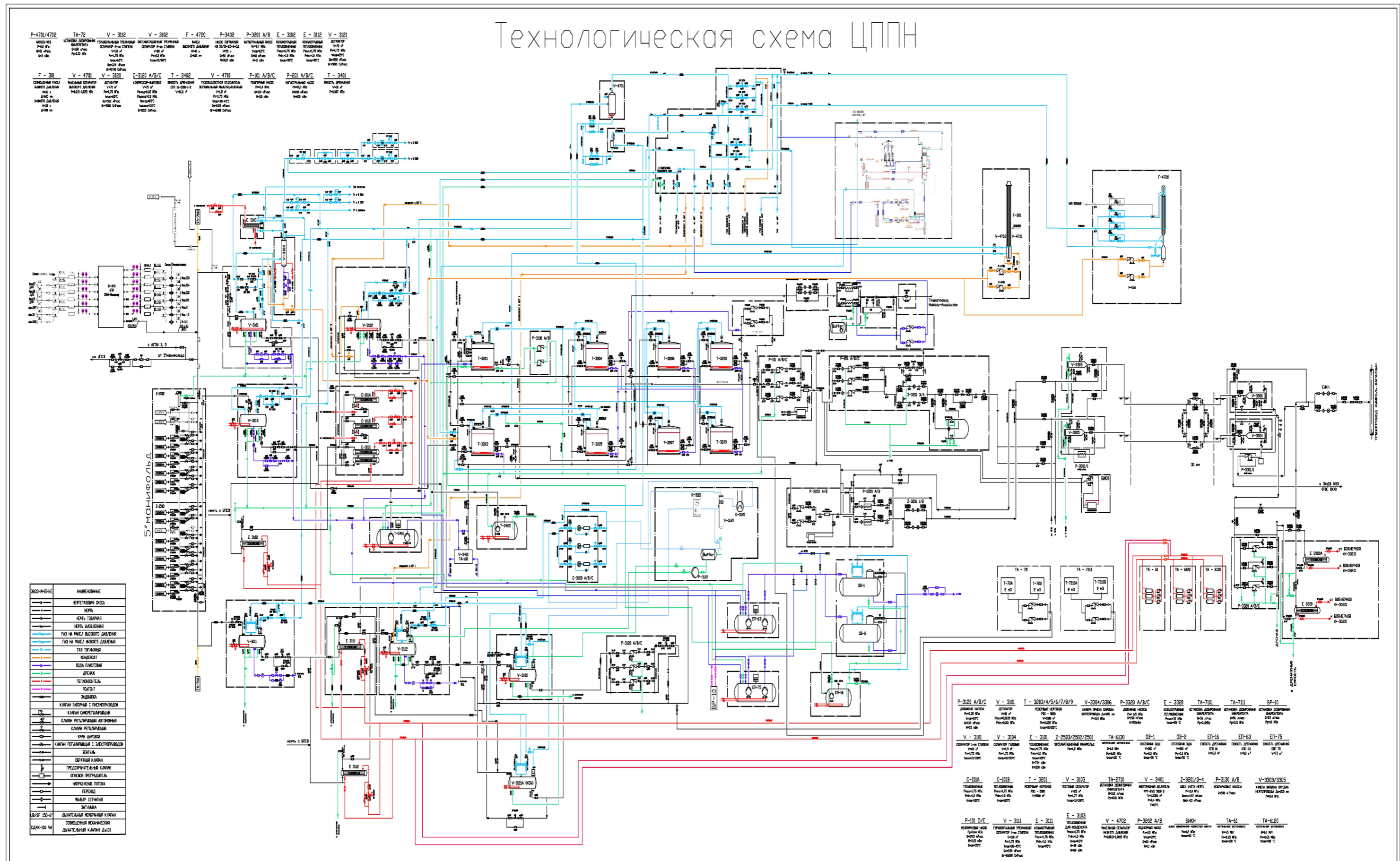


Рис. 6.3.3 – Технологическая схема ЦППН месторождения Акшабулак Центральный

Мощность установки подготовки нефти месторождения Акшабулак

Максимальная пропускная способность ЦППН составляет — 3 000 000 тонн товарной нефти в год.

Согласно рекомендуемому показателю за период 2023-2035, максимальный объем добычи нефти, будет достигнут в текущем 2023 году и составит 975 500 тонн нефти, что вполне удовлетворяет показатель проектной мощности ЦППН и не предполагает его расширения.

6.4. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В настоящее время утилизация газа осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» на 2023 г. (Протокол №1 МЭ РК от 19.04.23 г.). В рамках данной Программы, большая часть сырого газа месторождения Акшабулак Центральный, поступает на УПГ–1,2, для получения товарной продукции. Оставшаяся часть сырого газа приходится на объем технологически неизбежного сжигания, который составляет 9,191 млн. м³, согласно разрешению на сжигание в факелах сырого газа (KZ54VPC00017426 от 06.05.2022 г.). Под технологически неизбежным сжиганием газа подразумевается, объем сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования и при техническом обслуживании и ремонтных работах. Для собственных нужд (печи подогрева, водогрейные установки) месторождения Акшабулак Центральный (ЦППН), используется сухой газ, поступающий с УПГ.

Газ с месторождений Нуралы, Аксай и Акшабулак поступает на переработку в УПГ–1, УПГ–2, для получения сухого и сжиженного товарного газа. Сухой очищенный газ подается потребителям национального оператора АО «КазТрансГаз», сжиженный газ подается по установленной цене, а отделившийся нестабильный конденсат направляется на ЦППН для дальнейшей переработки.

Баланс объема добычи и распределения сырого газа по месторождению Акшабулак Центральный, по 3 рекомендуемому варианту разработки на проектный период 2023-2035 гг. приведен в Таблице 6.4.1.

Баланс объема добычи и распределения сырого газа по месторождению по месторождению Акшабулак Центральный, по 2 варианту разработки на проектный период 2023-2035 гг. приведен в Таблице 6.4.2.

Баланс объема добычи и распределения сырого газа по месторождению по месторождению Акшабулак Центральный, по 1 варианту разработки на проектный период 2023-2032 гг. приведен в Таблице 6.4.3.

Таблица 6.4.1 – Баланс объема добычи и распределения сырого газа по месторождению Акшабулак Центральный (ЦППН). Вариант 3 (Рекомендуемый)

№	Наименование	Кол-во	Расход газа, м ³ /час	Кол-во часов работы в сутки	Кол-во дней эксплуатации в году	Объем газа, млн.м ³												
						2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Объем добычи газа (VI), млн. м ³					126,195	114,500	96,782	81,041	63,336	49,348	44,387	38,609	34,734	30,352	23,727	19,175	15,452
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V1), млн. м ³					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Объем сырого газа, используемый для подготовки на УПГ (V5), млн. м ³					118,207	107,167	90,405	75,527	58,791	45,575	40,881	35,419	31,757	27,616	21,353	17,050	13,531
4	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (Vv), млн. м ³					7,989	7,334	6,377	5,515	4,544	3,773	3,506	3,189	2,977	2,735	2,374	2,125	1,921
5	Объем сжигаемого газа при эксплуатации техн. оборудования (V7), млн. м ³					1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018
5.1	F-4702 (В.Д) На пилот	2	3,2	24	365	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
5.2	F-4702 (В.Д) Продув.газ		52,56	24	365	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460
5.3	F-4702 (Н.Д) На пилот	2	3,2	24	365	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
5.4	F-4702 (Н.Д) Продув.газ		50,868	24	365	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446
6	Объем сжигания сырого газа при ТОиР технологического оборудования (V8), млн. м ³					6,971	6,313	5,359	4,496	3,526	2,752	2,488	2,171	1,959	1,714	1,356	1,106	0,902
6.1	Объем добычи газа в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					6,915	6,257	5,303	4,441	3,470	2,697	2,432	2,116	1,903	1,659	1,300	1,051	0,847
6.2	Объем сырого газа на деж. горелки и продувку факела в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
6.3	Объем сырого газа, используемого на собственные нужды в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 6.4.2 – Баланс объема добычи и распределения сырого газа по месторождению Акшабулак Центральный (ЦППН). Вариант 2

№	Наименование	Кол-во	Расход газа, м ³ /час	Кол-во часов работы в сутки	Кол-во дней эксплуатации в году	Объем газа, млн.м ³												
						2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Объем добычи газа (V1), млн. м ³					125,74 2	113,15 8	92,48 8	73,01 7	56,52 3	41,69 2	38,84 7	32,32 8	26,30 7	21,50 9	17,34 4	14,53 2	12,25 4
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V1), млн. м ³					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Объем сырого газа, используемый для подготовки на УПГ (V5), млн. м ³					117,77 8	105,89 8	86,34 6	67,94 3	52,35 2	38,33 7	35,64 4	29,48 3	23,79 2	19,25 7	15,31 9	12,66 2	10,50 9
4	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (Vv), млн. м ³					7,964	7,260	6,142	5,075	4,171	3,355	3,203	2,845	2,515	2,252	2,024	1,870	1,745
5	Объем сжигаемого газа при эксплуатации техн. оборудования (V7), млн. м ³					1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018
5.1	F-4702 (В.Д) На пилот	2	3,2	24	365	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
5.2	F-4702 (В.Д) Продув.газ		52,56	24	365	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460
5.3	F-4702 (Н.Д) На пилот	2	3,2	24	365	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
5.4	F-4702 (Н.Д) Продув.газ		50,86 8	24	365	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446
6	Объем сжигания сырого газа при ТОиР технологического оборудования (V8), млн. м ³					6,946	6,239	5,124	4,057	3,153	2,334	2,184	1,827	1,497	1,231	1,006	0,852	0,727
6.1	Объем добычи газа в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					6,890	6,184	5,068	4,001	3,097	2,278	2,129	1,771	1,441	1,175	0,950	0,796	0,671
6.2	Объем сырого газа на деж. горелки и продувку факела в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
6.3	Объем сырого газа, используемого на собственные нужды в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 6.4.3 – Баланс объема добычи и распределения сырого газа по месторождению Акшабулак Центральный (ЦППН). Вариант 1

№	Наименование	Кол-во	Расход газа, м ³ /час	Кол-во часов работы в сутки	Кол-во дней эксплуатации в году	Объем газа, млн.м ³									
						2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Объем добычи газа (V1), млн. м ³					122,239	107,566	84,931	63,833	46,909	32,966	26,756	21,329	16,678	13,070
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V1), млн. м ³					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Объем сырого газа, используемый для подготовки на УПГ (V5), млн. м ³					114,467	100,611	79,203	59,261	43,265	30,087	24,216	19,086	14,691	11,279
4	Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (Vv), млн. м ³					7,772	6,955	5,728	4,572	3,644	2,878	2,540	2,243	1,988	1,791
5	Объем сжигаемого газа при эксплуатации техн. оборудования (V7), млн. м ³					1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021
5.1	F-4702 (В.Д) На пилот	2	3,2	24	365	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
5.2	F-4702 (В.Д) Продув.газ		52,56	24	365	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462
5.3	F-4702 (Н.Д) На пилот	2	3,2	24	365	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
5.4	F-4702 (Н.Д) Продув.газ		50,868	24	365	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447
6	Объем сжигания сырого газа при ТОиР технологического оборудования (V8), млн. м ³					6,754	5,934	4,710	3,553	2,626	1,857	1,522	1,224	0,970	0,770
6.1	Объем добычи газа в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					6,698	5,878	4,654	3,498	2,570	1,801	1,466	1,169	0,914	0,714
6.2	Объем сырого газа на деж. горелки и продувку факела в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
6.3	Объем сырого газа, используемого на собственные нужды в период остановки на 20 суток ремонта и ТО, млн. м ³					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления. Рабочим агентом является пластовая и артезианская вода с водозаборных скважин.

В связи с тем, что Артезианскую воду и пластовую воду запрещается смешивать, подготовка пластовой воды происходит на площадке ЦППН в установке подготовки воды, а артезианская вода в свою очередь проходит подготовку на СППД. Далее уже по отдельным трубопроводам закачивается в нагнетательные скважины.

На момент 01.01.2023 год нагнетательный фонд составляет 42 скважин, действующий фонд 42 скважин, из них в работе 41 ед, в простое 1 ед, в наблюдательном фонде 1 ед, ликвидированном 1 ед.

Система подготовки и закачки артезианской воды

Артезианская вода с 15-ти водозаборных скважин: BW-06, BW-03, BW-04, BW-7E, BW-10, BW-08, BW-05, BW-02, BW-11, BW-12, BW-13, BW-17, BW-14, BW-15, BW-09 с помощью погружных насосов поступает к установке фильтрации.

Артезианская вода в соответствии с инструкцией по эксплуатации протекает через установку автоматической фильтрации фирмы «ОттоКлайнГмбХ».

В блок фильтре остаются небольшие и самые небольшие загрязняющие частицы (> 5 микрон).

В состав установки фильтрации входят четыре блока фильтров F - 1601- 1604/A, B.

Каждый блок фильтрации состоит из одного свечевой фильтра и одного фильтра с механической промывкой и сбросом отдельных твердых примесей. Блоки фильтрации обеспечивают две степени очистки:

- первую степень представляет фильтр обратной промывки, работающий в механическом режиме;
- вторую степень представляет свечевой фильтр.

С блока фильтрации через манифольд поступает в сборный резервуар артезианской воды Т-1601А, затем артезианская вода с резервуара Т-1601А V=1000 м³ поступает на высоконапорные нагнетательные насосы Р - 1601 А/В/С марки «KSB» тип HGM-RO 4/6, а также для насосов Р-1610А/В/С и Р-1610D марки «SULZER» тип «3×6×9EN MSD/14 stg» при использовании их для перекачки артезианской воды, также на трубопровод артезианской воды производится подача бактерицида «Ранцид 7009» с удельным расходом 40 г/т с блока контейнера для закачки химреагентов Z-1610 насосами Р-1613 А/В/С, Р-1614 А/В/С, Р-1615 А/В/С.

Попутно-пластовая вода с УПСВ поступает на резервуары Т-1610А V=1000 м³ и Т-1610В V=1000 м³ и проходит подготовку поступающую на высоконапорные нагнетательные

насосы Р - 1601 А/В/С, а также для насосов Р-1610А/В/С и Р-1610D.

Подача производится с блока контейнеров для закачки химреагентов Z 1601, насосами Р-1613 А/В/С, Р-1614 А/В/С, Р-1615 А/В/С.

Далее насосами Р-1601А/В/С закачивают в линию рециркуляции для закачки в резервуары Т-1610А, Т-1610В, рециркуляция работает до достижения давления в напорной линии 38-45 бар. Далее автоматически закрывается клапан на подаче продукта в рециркуляционную линию. Затем насосами Р-1601А/В/С и Р-1610С поступает на 12 дюймовый коллектор для закачки пластовой воды в нагнетательные скважины АКШ-19, АКШ-28, АКШ-300, АКШ-301, АКШ-302, АКШ-308, АКШ-331, АКШ-333, АКШ-338, АКШ-440 и АКШ-446.

Артезианская вода с резервуара Т-1601А V=1000 м³ поступает в насосы Р-1610А/В для закачки воды через 12 дюймовый коллектор на ВРП Север №1, ВРП Север №2, ВРП Юг №1, ВРП Юг №2 с последующей закачкой в нагнетательные скважины. Имеется резервный насос Р-1610D, который включается в случай ремонта или аварий одного из насосов Р-1610А/В, насос Р-1610D закачивает артезианскую воду на ВРП Юг №3.

Насосы Р-1601 А/В/С и Р-1610С являются полу-комбинированными, так как могут принимать артезианскую либо пластовую воду, но выпускают только артезианскую воду, а насосы Р-1610А/В и Р-1610D являются комбинированными, могут принимать артезианскую либо пластовую воду и также выпускать артезианскую и пластовую воду.

Кроме того, осуществляется подача артезианской воды к трем нагнетательным скважинам, минуя БКНС:

- ВВ-3Ю – АКШ-270;
- ВВ-4Ю – АКШ-271;
- ВВ-19 – АКШ-272.

На рисунке 6.5.1 изображена принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Акшабулак.

Технологическая схема БКНС месторождения Акшабулак

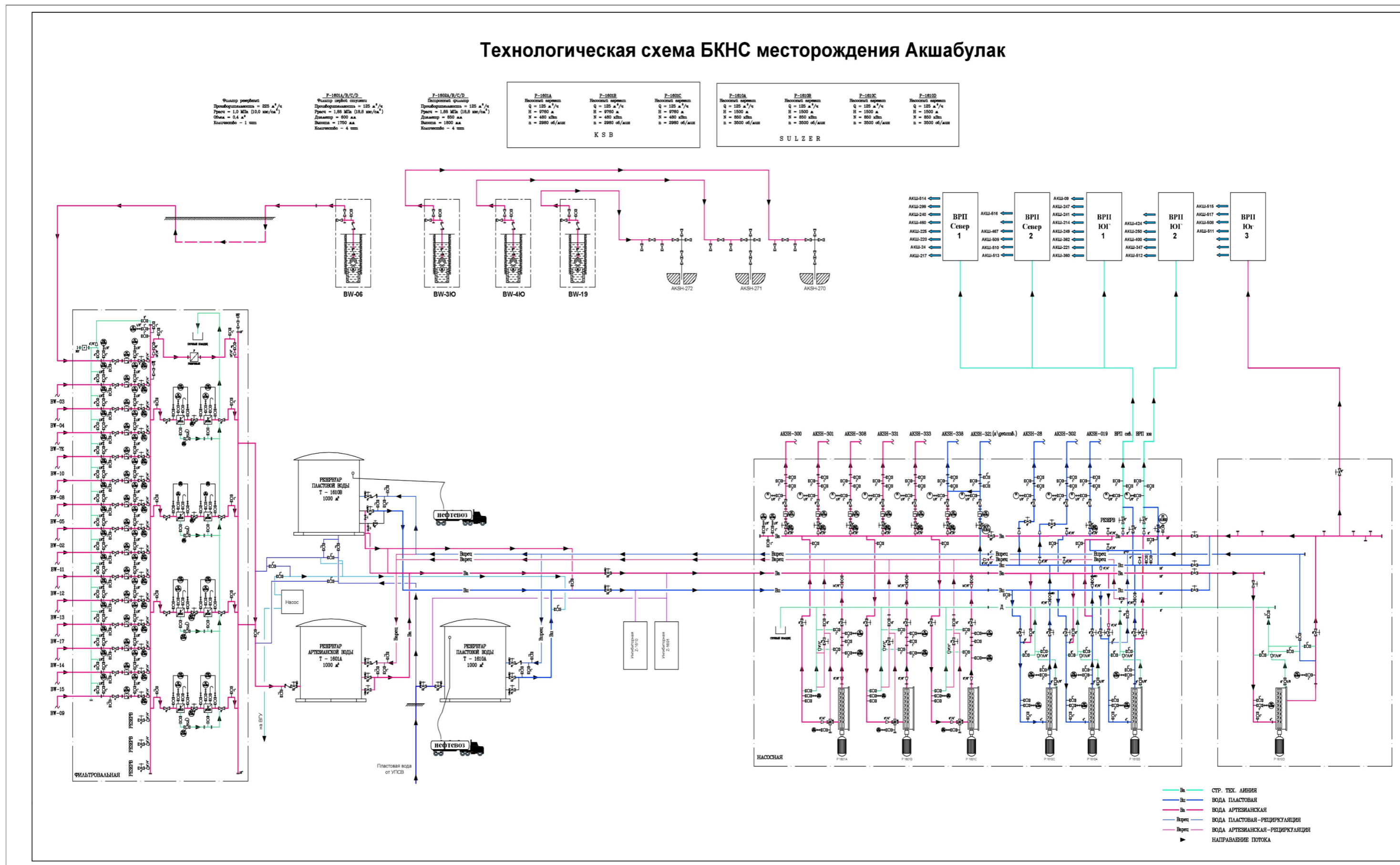


Рис. 6.5.1 – Технологическая схема системы ППД месторождения Акшабулак Центральный

Анализ мощности системы ППД

Закачка воды производится с использованием следующего насосного оборудования:

- насос типа «SULZER 3×6×9EN MSD/14 stg» (3 единицы);
- насос типа «KSB HGM-RO 4/6» (3 единицы).

Мощность БКНС составляет 18 000 м³/сут.

Технические характеристики насосов представлены ниже, в Табл. 6.5.1 и Табл. 6.5.2.

Таблица 6.5.1 - Техническая характеристика насоса «SULZER 3×6×9EN MSD/14 stg»

№	Наименование	Единица измерения	Показатели
1	Подача	м ³ /час	125
2	Напор	м	1724

Таблица 6.2.2 - Техническая характеристика насоса «KSB HGM-RO 4/6»

№	Наименование	Единица измерения	Показатели
1	Подача	м ³ /час	125
2	Напор	м	580-950

Требования к качеству используемой воды

При применении системы ППД, особое внимание уделяется качеству закачиваемого агента в пласт, так как следствием некачественной подготовки и закачки является загрязнение пластов и низкий коэффициент нефтеотдачи.

Таблица 6.5.3 - Результаты исследования проб воды

№	Точки отбора	Дата отбора	pH	Содержание ионов S04 ⁻² , мг/л	Сероводород, мг/л	Количество СБВ, кл/мл
1	После РВСТ-1610В	25.08.20	7,53	332,00	1,76	Не об-но
2	После РВСТ-1610А		7,14	345,00	1,88	Не об-но

Таблица 6.5.4 – Результаты химического анализа воды

№	Точки отбора	Дата отбора	Плотность при 20°С, г/см ³	pH	Содержание ионов S04 ⁻² , мг/дм ³ , мг-экв/дм ³	Содержание железа	
						Fe ²⁺	Fe ³⁺
1	После РВСТ-1610В	27.10.20	1,0431	6,2	379,0/7,88	5,04	Не об-но
2	После РВСТ-1610А		1,0427	6,1	407,0/8,47	5,32	Не об-но

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.:

- Значение pH 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 допускается снижение фильтрационной характеристики.

- Согласно пункту 3.4 «При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше $0,1 \text{ мкм}^2$ должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до $0,1 \text{ мкм}^2$ не крупнее 1 мкм». С целью поддержания пластового давления на месторождении производится закачка артезианской и пластовой воды.

Закачка артезианской воды производится на I, II, V объекты, которые характеризуются проницаемостью от $112,77—489,43 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Согласно этим показателям, размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти, должен составлять не более 5 мкм.

В свою очередь, пластовая вода закачивается на III объект с проницаемостью $4150,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, следовательно, размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти, аналогично должен составлять не более 5 мкм.

- Допустимое содержание нефти и механических примесей в закачиваемой артезианской и пресной воде должно быть не более 30 мг/л,

- Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,05 мг/л. Для полного и корректного анализа информации по качеству рабочего агента, рекомендуется проведение исследований по содержанию растворенного кислорода в закачиваемой воде, так как присутствие данного компонента в воде способствует образованию процессов коррозии;

- Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в пластовой воде месторождения.

- При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506. Рекомендуется обеспечить контроль за коррозионной активностью металла, при помощи установки купонов, что даст полное представление о коррозионных процессах и поможет рассчитать скорость коррозии.

- 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. Рекомендуется, проведение мониторинга содержания СВБ в закачиваемой воде, а также профилактических мероприятий с целью предотвращения их образования.

- При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды. В данном случае, рекомендуется обработка и закачка воды по закрытой, герметичной схеме (без доступа воздуха).

Согласно СТ РК 1662-2007 (пункт 4.1) для приведения качества воды системы ППД до уровня, соответствующего требованиям, должны быть проведены соответствующие технологические приемы очистки и подготовки воды.

7. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту предусматривается бурение вертикальных и наклонно-направленных скважин однотипной конструкции.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

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

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях нефтеводопроявлений. С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных и наклонно-направленных эксплуатационных скважин:

Скважины, предназначенные для эксплуатации следующих объектов:

1. I объект - М-II-1
2. IV объект - нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-I.

Конструкция вертикальных скважин №№ 489, 490, 496, 497 для IV объекта глубиной до 1900 м.

- **Направление** Ø 426 мм спускается на глубину 10 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой;
- **Кондуктор** Ø 339,7 мм спускается на глубину от 50 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и монтажа

противовыбросового оборудования перед вскрытием водоносных горизонтов отложения мела. Башмак кондуктора устанавливается в глинистых породах.

- **Техническая колонна** Ø 244,5 мм спускается на глубину 750 м, башмак промежуточной колонны устанавливается на плотных породах отложения нижней юры. Цементный раствор за колонной поднимается до устья, для предотвращения осложнений при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну;
- **Эксплуатационная колонна** Ø 168,3мм спускается на проектную глубину 1900м с целью испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 - Проектная конструкция вертикальных эксплуатационных скважин

Наименование колон	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны			
Направление	490,0	426,0	10	до устья	ПЦТ-I-50
Кондуктор	393,7	339,7	50	до устья	ПЦТ-I-50
Промежуточная колонна	295,3	244,5	750	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1900	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

В соответствии с фактическими конструкциями и достигнутыми технико-экономическими показателями на месторождении Акшабулак Центральный бурение вертикальных скважин рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью не менее 1250 кН (ZJ-30 или аналог).

Конструкция на углубление скважин № 213, 219, 222 для IV объекта глубиной до 1900 м.

- **Направление** Ø 339,7 мм спускается на глубину 50 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой;
- **Кондуктор** Ø 244,7 мм спускается на глубину от 750 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и монтажа противовыбросового оборудования перед вскрытием водоносных горизонтов отложения мела. Башмак кондуктора устанавливается в глинистых породах.
- **Эксплуатационная колонна** Ø 168,3мм спускается на проектную глубину 1700м с целью испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов.
- **Хвостовик** Ø 114,3 мм спускается на глубину – 1580-1900 м по стволу (1580-1900 м по вертикали), с целью освоения и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Таблица 7.1.2 - Проектная конструкция для углубления эксплуатационной скважины № 213

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Фактическая глубина спуска колонны, (м)	Проектная глубина спуска колонны, (м)
	долото	колонна		
Направление	393,7	323,9	56	По факту
Кондуктор	295,3	244,5	749,2	По факту
Эксплуатационная	215,9	177,8	1691,5	По факту
Хвостовик	152,4	114,3	-	1580-1900

Таблица 7.1.3 - Проектная конструкция для углубления эксплуатационной скважины № 219

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Фактическая глубина спуска колонны, (м)	Проектная глубина спуска колонны, (м)
	долото	колонна		
Направление	393,7	323,9	56,2	По факту
Кондуктор	295,3	244,5	749,15	По факту
Эксплуатационная	215,9	177,8	1692,35	По факту
Хвостовик	152,4	114,3	-	1580-1900

Таблица 7.1.4 - Проектная конструкция для углубления эксплуатационной скважины № 222

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Фактическая глубина спуска колонны, (м)	Проектная глубина спуска колонны, (м)
	долото	колонна		
Направление	393,7	323,9	57	По факту
Кондуктор	295,3	244,5	754,12	По факту
Эксплуатационная	215,9	177,8	1695,24	По факту
Хвостовик	152,4	114,3	-	1580-1900

Конструкция наклонно-направленной скважины № 491 (НН) для I объекта глубиной до 1950м

- **Направление** Ø 2300 мм спускается на глубину 3 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой;
- **Кондуктор** Ø 339,7 мм спускается на глубину от 50 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и монтажа противовыбросового оборудования перед вскрытием водоносных горизонтов отложения мела. Башмак кондуктора устанавливается в глинистых породах.
- **Техническая колонна** Ø 244,5 мм спускается на глубину 750 м, башмак промежуточной колонны устанавливается на плотных породах отложения нижней юры. Цементный раствор за колонной поднимается до устья, для предотвращения осложнений при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну;

- **Эксплуатационная колонна** Ø 168,3мм спускается на проектную глубину 1950 м с целью испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.5.

Таблица 7.1.5 - Проектная конструкция наклонно-направленной скважины № 491 (НН)

Наименование колон	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны			
Направление	-	2300	3	до устья	ПЦТ-I-50
Кондуктор	444,5	339,7	50	до устья	ПЦТ-I-50
Техническая колонна	311,1	244,5	750	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1990,46/1950	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

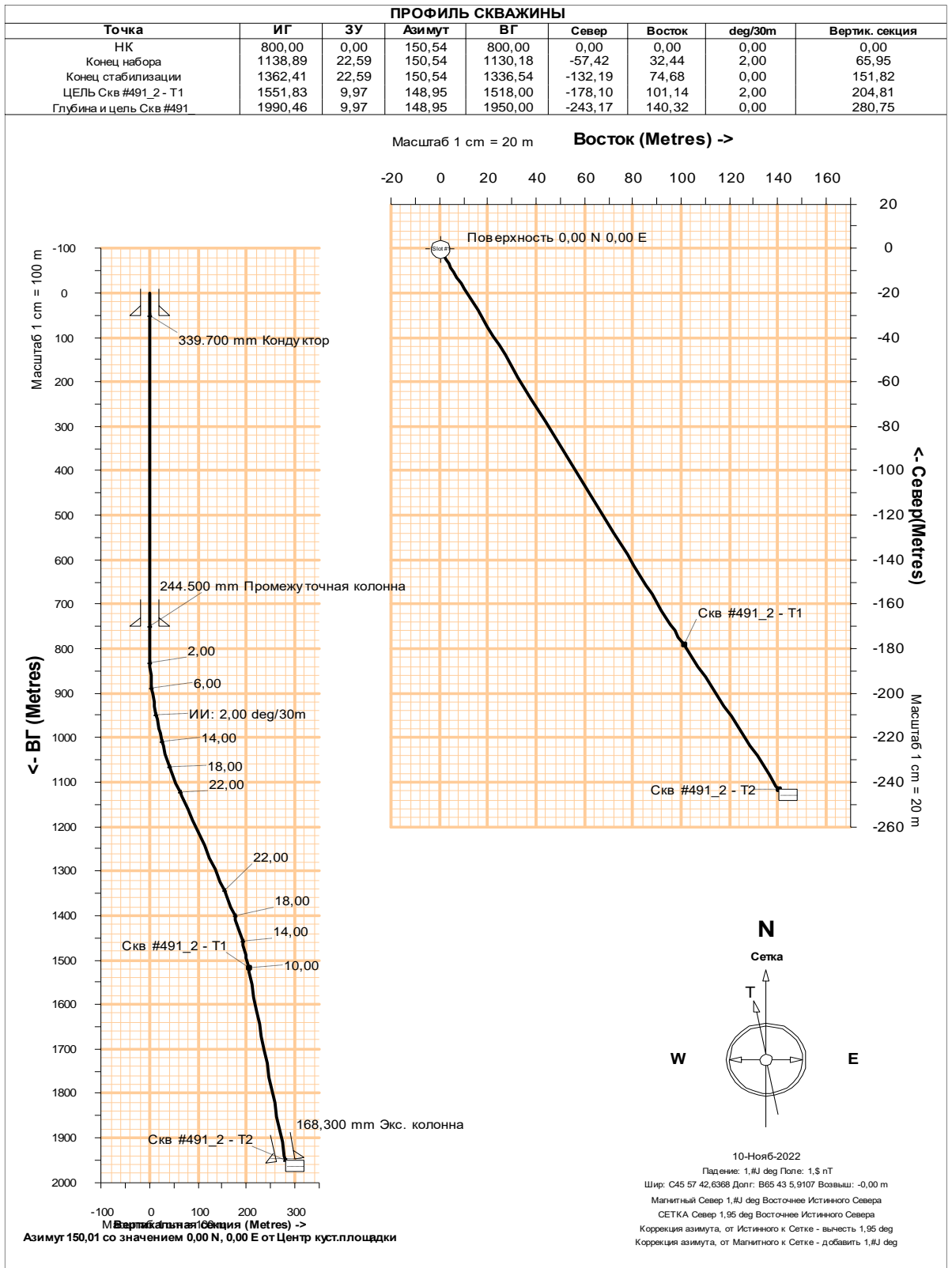


Рис. 7.1.1 - Профиль по скважине 491 (НН)

Конструкция наклонно-направленной скважины № 494 (НН) для III объекта глубиной до 1950 м.

- **Направление** Ø 2300 мм спускается на глубину 3 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой;
- **Кондуктор** Ø 339,7 мм спускается на глубину от 50 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и монтажа противовыбросового оборудования перед вскрытием водоносных горизонтов отложения мела. Башмак кондуктора устанавливается в глинистых породах.
- **Техническая колонна** Ø 244,5 мм спускается на глубину 750 м, башмак промежуточной колонны устанавливается на плотных породах отложения нижней юры. Цементный раствор за колонной поднимается до устья, для предотвращения осложнений при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну;
- **Эксплуатационная колонна** Ø 168,3мм спускается на проектную глубину – 1950 м с целью испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.6

Таблица 7.1.6 - Проектная конструкция наклонно-направленной скважины № 494 (НН)

Наименование колон	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны			
Направление	-	2300	3	до устья	ПЦТ-I-50
Кондуктор	444,5	339,7	50	до устья	ПЦТ-I-50
Техническая колонна	311,1	244,5	750	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2016,42/1950	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

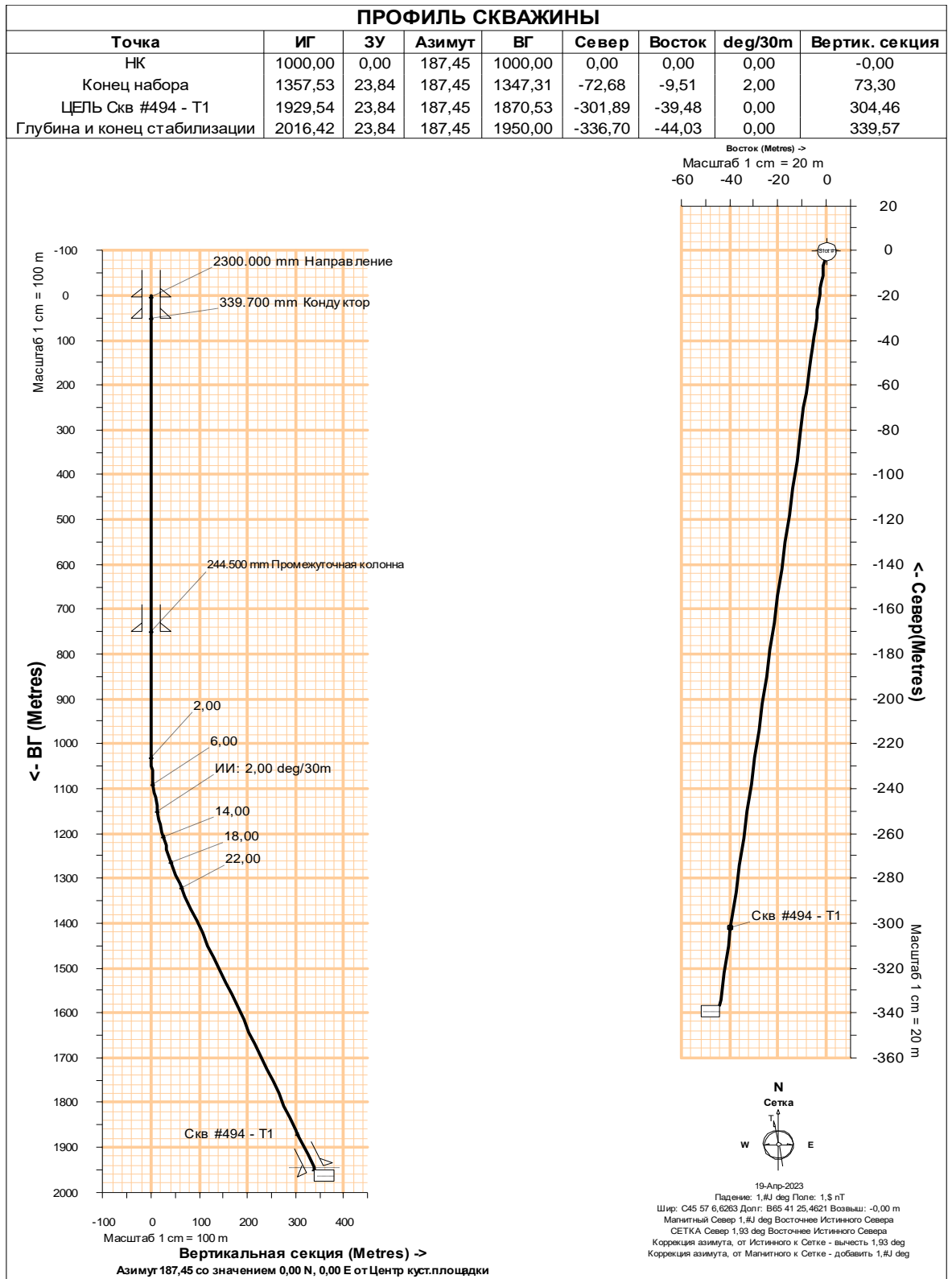


Рис. 7.1.2 - Профиль по скважине 494

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность в эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Для строительства эксплуатационных скважин рекомендуется использовать буровая установка ZJ-30 с верхним приводом Top Drive или ее аналог, на дизель-электрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольдом (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превентором. Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.7. и 7.1.10.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. 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.

Таблица 7.1.7 – Расчет продолжительности бурения вертикальных эксплуатационных скважин для IV объекта глубиной 1900м

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2,0
Бурение и крепление скважины	28,4
В том числе, Бурение:	19,4
Крепление:	9,0
Освоение объектов в эксплуатационной колонне	4,6
Строительно-монтажные работы	4,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	39

Таблица 7.1.8 – Расчет продолжительности углубления скважин для IV объекта глубиной 1900м

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	3
Бурение и крепление скважины	9,1
В том числе, Бурение:	5,7
	Крепление:
Освоение объектов в эксплуатационной колонне	4,6
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	21,7

Таблица 7.1.9 – Расчет продолжительности бурения наклонно-направленной скважин № 491 (НН) для I объекта глубиной 1950м

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2,0
Бурение и крепление скважины	33,69
В том числе, Бурение:	25,01
	Крепление:
Освоение объектов в эксплуатационной колонне	8,5
Строительно-монтажные работы	3,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	47,19

Таблица 7.1.10 – Расчет продолжительности бурения наклонно-направленной скважин № 494 (НН) для III объекта глубиной 1950м

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2,0
Бурение и крепление скважины	33,96
В том числе, Бурение:	25,28
	Крепление:
Освоение объектов в эксплуатационной колонне	8,5
Строительно-монтажные работы	3,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	47,46

7.2 Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются нефтегазоводопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора и наличие прихватоопасных зон.

Способ и режим бурения скважин на месторождениях Акшабулак Центральный выбираются исходя из геологических условий, проектной глубины, ожидаемых пластовых давлений, а также опыта бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

Бурение скважин с начала до проектной глубины будет производиться роторным/турбинным способом.

Бурильные трубы и УБТ выбираются с учетом сложившейся практики работы.

Для бурения скважин рекомендуется трехшарошечные и PDC долота различными диаметрами, соответствующие с конструкцией скважин. Центральной и боковой гидромониторной промывкой, опоры, которых изготавливаются на подшипниках качения и скольжения.

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

Промывочная жидкость должна обеспечивать успешную проводку скважины без осложнений и качественное вскрытие продуктивных горизонтов с максимально возможным сохранением естественной проницаемости пластов.

До начала забурки скважины, буровая должна обеспечиваться необходимыми количествами химреактивов для приготовления и поддержания параметра бурового раствора.

Таблица 7.2.1 – Параметры бурового раствора для вертикальных скважин

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин.)	Корка, (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	50	1,08-1,10	35-45	-	-
Ингибированный малоглинистый КСЛ полимерный	50	750	1,10-1,12	40-55	6-7	≤ 1
Ингибированный малоглинистый КСЛ полимерный	750	1900	1,08-1,10	40-55	4-5	≤ 1

Таблица 7.2.2 – Параметры бурового раствора для углубления скважин

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин.)	Корка, (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Ингибированный малоглинистый КСЛ полимерный	1700	1900	1,08-1,10	45-55	≤ 4	≤ 1

Таблица 7.2.3 – Параметры бурового раствора для наклонно-направленных скважин

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин.)	Корка, (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	50	1,08-1,10	35-45	-	-
Ингибированный КСЛ полимерный	50	750	1,10-1,12	40-55	≤ 4	≤ 0,5
Ингибированный КСЛ полимерный	750	1950	1,12-1,14	40-55	≤ 4	≤ 0,5

7.3 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК, №355 от 30.12.2014г.) репрессия на пласт не должна превышать 5% пластового давления. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

В эксплуатационной колонне, в установленных по данным ГИС и кернового материала объектах вторичное вскрытие продуктивных горизонтов в разведочных и эксплуатационных скважинах производились кумулятивными перфораторами типа ПКС-80, ПКС-105, ЗПКО-89, ПК-105, 34 GL, “Schlumberger” с плотностью зарядов от 7 до 18 отверстий на 1 погонный метр, исходя из типа заряда. В некоторых скважинах применялась комбинированная перфорация двумя типами зарядов. Точность прострела интервала перфорации контролировалась записью термометрии, локатора перфорационных отверстий и дефектоскопа (ДСИ).

Для вторичного вскрытия продуктивных горизонтов проводилось в скважинах, заполненных полимерным раствором с теми же параметрами, с которыми вскрывался продуктивный горизонт при бурении, с обязательной привязкой по ГК. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля качества сцепления цементного камня со стенкой скважины и эксплуатационной колонны. После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрыв-пакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на 15-20МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через 2 часа в течение суток.

В процессе опробования применяются насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 73мм марки стали «Д», спускаемые на 5-10м выше кровли вскрытого интервала. Вызов притока осуществляется путем снижения забойного давления с целью создания

депрессии на пласт, заменой полимерного раствора на нефть с последующей продувкой компрессором ДКС-250-9/101 или аэризацией с помощью ЦА-320. После получения притока нефти из пласта производилась очистка скважины через 7-10мм штуцер до восстановления естественных фильтрационно-емкостных свойств пласта. Показателем качественной очистки являлось стабильное фонтанирование нефти и отсутствие фильтрата бурового раствора и твердых частиц, что определялось при работе через сепаратор.

Освоение скважины производится:

- заменой полимерного раствора на техническую воду;
- снижение уровня;
- 5-ступенчатая кислотно матричная многостадийная обработка (КММО).

Вызов притока осуществляется путем замены полимерного раствора на техническую воду, при отсутствии притока производится замена технической воды на нефть. При слабом притоке жидкости или его отсутствии рекомендуется произвести плавный перевод скважины на механизированный способ.

Вышеизложенная конструкция скважин, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа, конденсата и объемов буровых работ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по объектам и по месторождению в целом по рекомендуемому 3 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.8.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 3 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы												
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	150,0	129,7	105,2	87,1	72,5	60,0	47,6	34,7	25,8	20,2	16,7	14,5	12,6
2	в том числе: из переходящих скважин	147,0	129,7	103,2	85,1	70,5	58,0	47,6	34,7	25,8	20,2	16,7	14,5	12,6
3	из новых скважин	3,0	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	140,1	122,8	99,2	83,6	69,4	58,6	46,3	34,7	25,8	20,2	16,7	14,5	12,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	3	0	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	2	0	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	6,8	0,0	6,1	6,1	6,1	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	146	0	164	164	164	164	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8
15	в том числе: эксплуатационные скважины	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1051,2	0,0	700,8	700,8	700,8	700,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	7,2	0,0	4,3	4,3	4,3	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	166,2	147,0	129,7	103,2	85,1	70,5	58,0	47,6	34,7	25,8	20,2	16,7	14,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	166,2	154,2	129,7	107,5	89,4	74,8	62,3	47,6	34,7	25,8	20,2	16,7	14,5
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	147,0	129,7	103,2	85,1	70,5	58,0	47,6	34,7	25,8	20,2	16,7	14,5	12,6
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-19,2	-24,5	-26,5	-22,3	-18,9	-16,7	-14,7	-12,9	-8,9	-5,5	-3,5	-2,2	-1,9
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-11,6	-15,9	-20,4	-20,8	-21,1	-22,4	-23,6	-27,1	-25,8	-21,4	-17,4	-13,1	-13,1
25	Мощность новых скважин, тыс.т	2,9	0,0	1,9	1,9	1,9	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	5	5	5	5	6	6	8	3	3	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	61	56	53	50	47	43	37	29	26	23	23	23	23
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	61	56	53	50	47	43	37	29	26	23	23	23	23
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	57	53	50	48	45	42	36	29	26	23	23	23	23
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	1	1	2	2	4	2	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	25	25	25	25	24	23	21	19	15	13	13	13	13
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	25	25	25	25	24	23	21	19	15	13	13	13	13
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	54,0	57,7	61,9	64,0	64,9	64,5	62,2	59,9	57,8	56,6	56,7	57,7	58,9
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	54,7	57,7	62,6	64,9	65,8	65,4	62,2	59,9	57,8	56,6	56,7	57,7	58,9
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	24,9	0,0	18,6	18,6	18,6	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	86,6	89,0	91,1	92,4	93,4	94,1	94,5	95,0	95,4	95,8	96,3	96,9	97,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	86,7	89,0	91,2	92,6	93,5	94,2	94,5	95,0	95,4	95,8	96,3	96,9	97,3
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	72,5	0,0	67,3	67,3	67,3	67,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	7,2	6,3	5,5	4,8	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	2,1	1,8	1,6
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	7,3	6,3	5,5	4,8	4,2	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	2,1	1,8	1,6
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	135,4	134,7	133,3	129,5	125,8	120,5	110,5	96,2	91,5	96,5	97,4	98,9	100,8
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	1118,9	1179,6	1176,7	1150,2	1097,7	1010,7	868,1	687,9	554,6	484,4	456,8	465,0	474,8
51	в том числе: из переходящих скважин	1107,9	1179,6	1170,6	1144,0	1091,6	1004,5	868,1	687,9	554,6	484,4	456,8	465,0	474,8
52	из новых скважин	10,9	0,0	6,1	6,1	6,1	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	1045,5	1116,4	1110,1	1104,2	1051,0	987,1	844,6	687,9	554,6	484,4	456,8	465,0	474,8
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	11365,3	12544,9	13721,6	14871,7	15969,4	16980,1	17848,1	18536,0	19090,6	19575,1	20031,9	20496,8	20971,7
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	4528,9	4658,6	4763,8	4851,0	4923,4	4983,5	5031,1	5065,8	5091,5	5111,8	5128,5	5143,0	5155,7
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,224	0,230	0,236	0,240	0,244	0,246	0,249	0,251	0,252	0,253	0,254	0,254	0,255
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	88,1	90,6	92,6	94,3	95,7	96,9	97,8	98,5	99,0	99,4	99,7	100,0	100,2
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,9	2,5	2,0	1,7	1,4	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	19,6	21,1	21,7	23,0	24,8	27,3	29,8	31,0	33,4	39,3	53,5	100,2	-44410,5
60	Закачка воды, тыс.м³	1186,0	1179,7	1167,3	1134,8	1078,9	990,7	849,4	671,9	540,8	471,5	443,7	450,7	459,3
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	5992,3	7172,0	8339,3	9474,1	10552,9	11543,6	12393,0	13064,9	13605,7	14077,2	14520,9	14971,6	15430,9
62	Компенсация отборов: текущая, %	105,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	47,4	51,8	55,6	58,7	61,3	63,4	65,0	66,2	67,1	67,9	68,6	69,2	69,8
64	Газовый фактор, м³/т	50,0	60,0	65,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	7,499	7,782	6,838	6,098	5,074	4,203	3,333	2,429	1,803	1,417	1,170	1,017	0,884
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	213,708	221,490	228,328	234,426	239,500	243,703	247,036	249,464	251,267	252,684	253,854	254,871	255,756

Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 3 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы												
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	87,4	80,1	68,4	57,9	43,2	30,9	29,4	28,9	25,0	21,3	16,3	13,7	12,7
2	в том числе: из переходящих скважин	86,2	80,1	68,4	57,9	43,2	30,9	24,2	28,9	25,0	21,3	16,3	13,7	12,7
3	из новых скважин	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	87,4	80,1	68,4	57,9	43,2	30,9	29,4	28,9	25,0	21,3	16,3	13,7	12,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	0	0	0	1	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
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	0	0	0	0	0	164	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
15	в том числе: эксплуатационные скважины	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	357,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	357,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	96,5	86,2	80,1	68,4	57,9	43,2	30,9	24,2	28,9	25,0	21,3	16,3	13,7
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	96,5	88,9	80,1	68,4	57,9	43,2	30,9	35,5	28,9	25,0	21,3	16,3	13,7
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	86,2	80,1	68,4	57,9	43,2	30,9	24,2	28,9	25,0	21,3	16,3	13,7	12,7
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-10,4	-8,9	-11,7	-10,4	-14,8	-12,3	-6,7	-6,7	-3,9	-3,7	-4,9	-2,6	-1,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,8	-10,0	-14,6	-15,2	-25,5	-28,4	-21,8	-18,8	-13,4	-15,0	-23,1	-16,1	-7,2
25	Мощность новых скважин, тыс.т	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	1	1	1	3	1	1	1	0	1	1	0	0
27	в том числе: под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	13	12	11	10	7	6	6	5	5	4	3	3	3
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	13	12	11	10	7	6	6	5	5	4	3	3	3
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	13	12	11	10	7	6	6	5	5	4	3	3	3
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	111,9	118,2	127,8	134,6	136,2	148,1	153,1	160,9	167,3	172,4	180,5	192,7	205,7
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	115,4	118,2	127,8	134,6	136,2	148,1	149,9	160,9	167,3	172,4	180,5	192,7	205,7
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	13,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	198,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	83,7	85,9	88,0	89,5	90,9	92,2	92,2	92,2	93,0	93,7	94,3	95,0	95,7
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	83,8	85,9	88,0	89,5	90,9	92,2	93,0	92,2	93,0	93,7	94,3	95,0	95,7
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	41,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	84,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	18,3	16,6	15,3	14,1	12,5	11,6	11,9	12,5	11,6	10,9	10,3	9,6	8,9
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	18,6	16,6	15,3	14,1	12,5	11,6	10,5	12,5	11,6	10,9	10,3	9,6	8,9
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	157,5	126,2	98,4	94,6	93,8	89,2	85,5	83,9	80,7	75,4	72,3	69,0	73,4
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	535,5	569,1	569,6	551,6	472,0	395,1	379,0	371,8	359,1	336,7	287,8	275,7	294,3
51	в том числе: из переходящих скважин	533,3	569,1	569,6	551,6	472,0	395,1	346,3	371,8	359,1	336,7	287,8	275,7	294,3
52	из новых скважин	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	535,5	569,1	569,6	551,6	472,0	395,1	379,0	371,8	359,1	336,7	287,8	275,7	294,3
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	6129,6	6698,7	7268,3	7819,9	8291,9	8687,0	9066,0	9437,8	9796,8	10133,5	10421,4	10697,1	10991,4
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	3009,6	3089,6	3158,0	3216,0	3259,1	3290,0	3319,4	3348,3	3373,3	3394,5	3410,9	3424,6	3437,4
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,327	0,336	0,343	0,349	0,354	0,357	0,361	0,364	0,366	0,369	0,371	0,372	0,373
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	64,2	65,9	67,4	68,6	69,6	70,2	70,9	71,5	72,0	72,5	72,8	73,1	73,4
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,9	1,7	1,5	1,2	0,9	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	5,0	4,8	4,3	3,8	2,9	2,2	2,1	2,1	1,9	1,6	1,3	1,1	1,0
60	Закачка воды, тыс.м³	165,6	174,1	172,5	165,8	164,4	156,2	149,8	147,0	141,4	132,1	126,7	120,9	128,6
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	1715,0	1889,1	2061,6	2227,4	2391,8	2548,0	2697,8	2844,8	2986,1	3118,3	3244,9	3365,8	3494,5
62	Компенсация отборов: текущая, %	30,0	30,0	30,0	30,0	35,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	45,0	45,0	45,0
63	с начала разработки, %	23,4	23,9	24,3	24,7	25,2	25,8	26,3	26,8	27,2	27,6	28,0	28,4	28,8
64	Газовый фактор, м³/т	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	7,273	6,661	5,688	4,820	3,592	2,572	2,445	2,400	2,080	1,768	1,360	1,142	1,060
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	246,451	253,112	258,800	263,620	267,212	269,783	272,229	274,629	276,708	278,477	279,837	280,978	282,038

Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 3 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы												
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	573,4	525,4	445,6	371,4	289,7	225,6	203,9	176,6	163,9	147,0	115,3	92,9	73,4
2	в том числе: из переходящих скважин	573,4	522,5	445,6	371,4	289,7	225,6	203,9	176,6	143,9	147,0	115,3	92,9	73,4
3	из новых скважин	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	316,9	300,2	258,7	235,2	189,5	150,4	152,9	148,7	154,3	147,0	115,3	92,9	73,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	17,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	132,0	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9
15	в том числе: эксплуатационные скважины	132,0	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9	133,9
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	361,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	598,7	573,4	522,5	445,6	371,4	289,7	225,6	203,9	176,6	143,9	147,0	115,3	92,9
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	598,7	573,4	528,9	445,6	371,4	289,7	225,6	203,9	176,6	143,9	147,0	115,3	92,9
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	1,0	0,8	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	573,4	522,5	445,6	371,4	289,7	225,6	203,9	176,6	143,9	147,0	115,3	92,9	73,4
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-25,2	-50,9	-83,3	-74,2	-81,6	-64,1	-21,7	-27,3	-32,7	3,1	-31,6	-22,5	-19,5
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,2	-8,9	-15,8	-16,7	-22,0	-22,1	-9,6	-13,4	-18,5	2,1	-21,5	-19,5	-21,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	4	4	1	4	5	1	1	2	1	2	0	2
27	в том числе: под закачку	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	38	35	31	30	26	21	20	19	17	16	14	14	12
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	38	35	31	30	26	21	20	19	17	16	14	14	12
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	21	20	18	19	17	14	15	16	16	16	14	14	12
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	12	14	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	12	14	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	155,7	170,4	189,0	231,5	258,7	296,7	300,7	323,7	318,2	338,2	385,2	413,8	411,3
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	155,7	171,9	189,0	231,5	258,7	296,7	300,7	323,7	365,0	338,2	385,2	413,8	411,3
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	39,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	74,3	77,7	81,1	85,4	87,7	90,2	90,8	92,2	92,5	93,4	94,8	95,6	96,2
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	74,3	77,8	81,1	85,4	87,7	90,2	90,8	92,2	93,3	93,4	94,8	95,6	96,2
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	55,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,3	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	40,1	37,9	35,7	33,9	31,8	29,1	27,6	25,1	23,9	22,3	20,1	18,3	15,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	40,1	38,2	35,7	33,9	31,8	29,1	27,6	25,1	24,6	22,3	20,1	18,3	15,7
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	781,1	602,1	533,7	544,4	518,7	519,0	519,2	526,3	503,6	510,3	500,5	490,7	447,7
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	2229,0	2359,8	2357,2	2536,2	2353,7	2301,1	2223,7	2277,0	2182,9	2226,6	2205,7	2094,8	1919,9
51	в том числе: из переходящих скважин	2229,0	2353,4	2357,2	2536,2	2353,7	2301,1	2223,7	2277,0	2139,1	2226,6	2205,7	2094,8	1919,9
52	из новых скважин	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	1231,8	1348,5	1368,7	1606,2	1539,0	1534,0	1667,8	1917,5	2054,5	2226,6	2205,7	2094,8	1919,9
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	48922,4	51282,2	53639,4	56175,6	58529,3	60830,4	63054,1	65331,1	67513,9	69740,5	71946,2	74041,0	75960,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	38164,6	38690,0	39135,6	39506,9	39796,7	40022,3	40226,2	40402,8	40566,7	40713,7	40829,1	40922,0	40995,3
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,766	0,777	0,785	0,793	0,799	0,803	0,807	0,811	0,814	0,817	0,819	0,821	0,823
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,3	94,5	95,6	96,5	97,3	97,8	98,3	98,7	99,1	99,5	99,8	100,0	100,2
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,4	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	17,2	19,1	20,0	20,8	20,5	20,1	22,7	25,4	31,6	41,4	55,4	99,9	154685,1
60	Закачка воды, тыс.м³	3138,9	2729,5	2793,2	3052,2	2908,2	2909,6	2911,0	2950,5	2823,5	2861,0	2805,8	2750,9	2509,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	61227,6	63957,0	66750,3	69802,5	72710,7	75620,3	78531,3	81481,7	84305,2	87166,2	89972,0	92722,9	95232,7
62	Компенсация отборов: текущая, %	125,0	105,0	110,0	115,0	120,0	125,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	135,0	135,0
63	с начала разработки, %	83,2	83,9	84,8	85,8	86,8	87,8	88,9	89,9	90,8	91,7	92,6	93,5	94,2
64	Газовый фактор, м³/т	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	94,959	87,009	73,783	61,497	47,982	37,367	33,768	29,245	27,146	24,341	19,102	15,379	12,151
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	6298,134	6385,143	6458,926	6520,423	6568,405	6605,772	6639,540	6668,785	6695,931	6720,272	6739,373	6754,753	6766,903

Таблица 8.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV объекту. 3 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы												
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	120,8	100,1	84,5	73,9	59,9	46,7	36,8	25,7	17,6	12,0	7,3	4,9	3,9
2	в том числе: из переходящих скважин	116,9	97,6	79,7	69,2	59,9	44,5	36,8	25,7	17,6	12,0	7,3	4,9	3,9
3	из новых скважин	3,9	2,5	4,9	4,7	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	110,8	92,7	81,6	71,5	57,9	46,7	36,8	25,7	17,6	12,0	7,3	4,9	3,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	3	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	14,3	5,0	14,8	14,4	0,0	13,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	137	164	164	164	0	164	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,0	-	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	30,5	30,5	32,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
15	в том числе: эксплуатационные скважины	30,5	30,5	32,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	620,5	930,8	620,5	620,5	0,0	310,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	8,8	4,7	9,2	8,9	0,0	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	143,9	116,9	97,6	79,7	69,2	59,9	44,5	36,8	25,7	17,6	12,0	7,3	4,9
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	143,9	125,8	102,3	88,8	78,1	59,9	48,6	36,8	25,7	17,6	12,0	7,3	4,9
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	116,9	97,6	79,7	69,2	59,9	44,5	36,8	25,7	17,6	12,0	7,3	4,9	3,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-26,9	-28,2	-22,6	-19,7	-18,3	-15,4	-11,8	-11,1	-8,1	-5,6	-4,7	-2,4	-1,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-18,7	-22,4	-22,1	-22,1	-23,4	-25,7	-24,3	-30,1	-31,4	-32,0	-39,1	-32,7	-19,8
25	Мощность новых скважин, тыс.т	3,3	2,1	4,1	4,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	2	2	5	2	5	5	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	24	27	29	31	31	30	28	23	21	16	11	11	11
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	24	27	29	31	31	30	28	23	21	16	11	11	11
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	22	25	28	30	30	30	28	23	21	16	11	11	11
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	41,2	38,6	36,7	35,0	34,2	33,3	32,3	31,0	29,4	27,4	22,9	19,0	19,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	42,1	40,5	37,4	35,7	34,2	33,7	32,3	31,0	29,4	27,4	22,9	19,0	19,0
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	18,6	10,1	17,8	17,8	0,0	13,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	58,7	66,7	72,5	76,6	81,2	84,7	86,9	89,2	90,8	92,0	91,9	91,7	93,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	59,3	66,9	73,6	77,7	81,2	85,3	86,9	89,2	90,8	92,0	91,9	91,7	93,3
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	23,2	50,2	16,7	18,9	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	17,0	12,9	10,1	8,2	6,4	5,1	4,2	3,4	2,7	2,2	1,9	1,6	1,3
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	17,1	13,4	9,9	8,0	6,4	4,9	4,2	3,4	2,7	2,2	1,9	1,6	1,3
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	80,3	68,9	59,6	60,1	59,2	56,0	50,8	50,9	54,5	52,9	38,1	29,1	33,1
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	292,3	300,2	307,7	315,9	318,2	306,0	280,8	237,0	191,9	149,9	90,0	58,9	59,1
51	в том числе: из переходящих скважин	287,2	295,3	301,9	310,1	318,2	303,7	280,8	237,0	191,9	149,9	90,0	58,9	59,1
52	из новых скважин	5,1	5,0	5,8	5,8	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	267,9	278,0	297,1	305,7	308,0	306,0	280,8	237,0	191,9	149,9	90,0	58,9	59,1
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1333,0	1633,3	1941,0	2256,9	2575,1	2881,1	3161,9	3398,9	3590,8	3740,8	3830,8	3889,6	3948,7
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	754,8	854,9	939,4	1013,4	1073,2	1119,9	1156,7	1182,4	1200,0	1212,0	1219,3	1224,2	1228,1
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,095	0,108	0,118	0,128	0,135	0,141	0,146	0,149	0,151	0,153	0,153	0,154	0,155
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	61,9	70,1	77,1	83,1	88,0	91,9	94,9	97,0	98,4	99,4	100,0	100,4	100,7
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	9,9	8,2	6,9	6,1	4,9	3,8	3,0	2,1	1,4	1,0	0,6	0,4	0,3
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	20,7	21,6	23,2	26,4	29,1	32,0	37,1	41,2	48,1	63,0	103,7	-1892,0	-76,2
60	Закачка воды, тыс.м³	84,4	83,7	83,6	84,2	83,0	78,5	71,2	71,4	76,4	74,2	53,5	40,8	46,4
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	192,1	275,9	359,4	443,6	526,6	605,1	676,3	747,6	824,1	898,2	951,7	992,5	1038,9
62	Компенсация отборов: текущая, %	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0
63	с начала разработки, %	11,7	14,0	15,6	16,8	17,7	18,4	18,9	19,6	20,6	21,6	22,4	23,1	23,8
64	Газовый фактор, м³/т	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	12,085	10,009	8,452	7,393	5,987	4,667	3,677	2,570	1,762	1,197	0,729	0,491	0,393
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	73,704	83,713	92,166	99,558	105,545	110,213	113,890	116,460	118,222	119,420	120,148	120,639	121,032

Таблица 8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по V объекту. 3 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	43,8	30,4	20,2	12,3	7,0	5,4	4,2	3,2	2,5	1,9	1,5	1,1	0,9	
2	в том числе: из переходящих скважин	35,5	29,1	20,2	12,3	7,0	5,4	4,2	3,2	2,5	1,9	1,5	1,1	0,9	
3	из новых скважин	8,3	1,3	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	43,8	30,4	20,2	12,3	7,0	5,4	4,2	3,2	2,5	1,9	1,5	1,1	0,9	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	2	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	
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	переводом с других объектов	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	28,5	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	292	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	
15	в том числе: эксплуатационные скважины	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	328,5	657,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	9,4	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	56,7	35,5	29,1	20,2	12,3	7,0	5,4	4,2	3,2	2,5	1,9	1,5	1,1	
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	56,7	44,8	31,7	20,2	12,3	7,0	5,4	4,2	3,2	2,5	1,9	1,5	1,1	
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	35,5	29,1	20,2	12,3	7,0	5,4	4,2	3,2	2,5	1,9	1,5	1,1	0,9	
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-21,3	-15,7	-11,5	-7,9	-5,3	-1,6	-1,2	-1,0	-0,7	-0,6	-0,4	-0,3	-0,3	
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-37,5	-35,1	-36,2	-39,0	-43,2	-22,9	-22,9	-22,9	-22,9	-22,9	-22,9	-22,9	-22,9	
25	Мощность новых скважин, тыс.т	7,5	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	7	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	7	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	6	7	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	122,5	103,5	85,3	76,3	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	130,0	120,0	85,3	76,3	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	80,0	20,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	81,5	85,1	88,0	90,2	91,5	93,5	95,0	96,1	97,0	97,7	98,2	98,6	98,9	
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	83,4	85,2	88,0	90,2	91,5	93,5	95,0	96,1	97,0	97,7	98,2	98,6	98,9	
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	64,3	81,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	22,6	15,4	10,3	7,5	5,3	4,1	3,2	2,4	1,9	1,5	1,1	0,9	0,7	
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	21,6	17,7	10,3	7,5	5,3	4,1	3,2	2,4	1,9	1,5	1,1	0,9	0,7	
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	193,5	162,9	131,8	96,9	63,3	62,5	75,2	92,1	91,5	91,1	90,7	90,5	90,3	
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	236,9	203,9	168,1	125,4	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	
51	в том числе: из переходящих скважин	213,5	197,1	168,1	125,4	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	
52	из новых скважин	23,4	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
53	механизированным способом	236,9	203,9	168,1	125,4	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	82,7	
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2887,4	3091,3	3259,4	3384,8	3467,4	3550,1	3632,7	3715,4	3798,0	3880,7	3963,3	4046,0	4128,6	
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1169,3	1199,7	1219,9	1232,2	1239,3	1244,7	1248,8	1252,0	1254,5	1256,4	1257,9	1259,0	1259,9	
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,387	0,397	0,403	0,407	0,410	0,411	0,413	0,414	0,415	0,415	0,416	0,416	0,416	
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,5	95,9	97,5	98,5	99,1	99,5	99,8	100,1	100,3	100,4	100,6	100,6	100,7	
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,5	2,4	1,6	1,0	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	34,9	37,2	39,4	39,7	37,3	46,0	65,6	146,9	-241,4	-54,5	-27,2	-16,5	-10,9	
60	Закачка воды, тыс.м³	203,5	171,2	138,5	101,9	66,5	65,7	65,0	64,5	64,1	63,8	63,6	63,4	63,3	
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	2091,2	2262,4	2401,0	2502,8	2569,4	2635,1	2700,1	2764,6	2828,7	2892,5	2956,1	3019,5	3082,8	
62	Компенсация отборов: текущая, %	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
63	с начала разработки, %	59,3	60,5	61,4	61,9	62,3	62,7	63,0	63,3	63,6	63,9	64,2	64,4	64,7	
64	Газовый фактор, м³/т	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	4,379	3,039	2,021	1,233	0,700	0,540	0,416	0,321	0,248	0,191	0,147	0,113	0,087	
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	123,951	126,990	129,012	130,245	130,945	131,485	131,902	132,223	132,470	132,661	132,808	132,922	133,009	

Таблица 8.6 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VI объекту. 3 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы												
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	7,0	7,5	6,4	5,5	4,7	4,0
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	7,5	6,4	5,5	4,7	4,0
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	7,0	7,5	6,4	5,5	4,7	4,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	1	1	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
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,3	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	164	164	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	354,1	354,1	0,0	0,0	0,0	0,0
18	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	6,5	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	7,5	6,4	5,5	4,7
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	8,8	7,5	6,4	5,5	4,7
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	7,5	6,4	5,5	4,7	4,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	-1,3	-1,1	-0,9	-0,8	-0,7
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-14,7	-14,7	-14,7	-14,7	-14,7	-14,7
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,4	20,4	17,9	18,1	18,3	18,5	18,7
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,9	17,9	18,1	18,3	18,5	18,7
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,4	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,9	33,3	41,0	50,2	57,9	64,5	70,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,1	41,0	50,2	57,9	64,5	70,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,9	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,3	13,6	10,6	9,0	7,7	6,6	5,6
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,6	10,6	9,0	7,7	6,6	5,6
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	10,6	12,7	12,8	13,0	13,1	13,2
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,8	12,7	12,8	13,0	13,1	13,2
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	10,6	12,7	12,8	13,0	13,1	13,2
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	14,6	27,3	40,1	53,0	66,1	79,4
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	10,1	17,6	23,9	29,4	34,0	38,0
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,027	0,091	0,160	0,218	0,267	0,310	0,346
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,9	26,5	46,2	63,0	77,4	89,6	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,9	18,5	19,7	16,8	14,3	12,2	10,4
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,9	20,1	26,8	31,3	38,8	54,0	100,3
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: 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
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,442	1,033	1,099	0,937	0,799	0,682	0,582
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,442	1,474	2,573	3,510	4,309	4,991	5,573

Таблица 8.7 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VII объекту. 3 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	4,2	4,1	3,4	2,9	2,4	2,0	
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	4,1	3,4	2,9	2,4	2,0	
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	4,2	4,1	3,4	2,9	2,4	2,0	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	1	1	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	
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,6	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	164	164	0	0	0	0	0	
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
15	в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	328,5	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
18	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	4,2	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	4,1	3,4	2,9	2,4	
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	4,9	4,1	3,4	2,9	2,4	
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	4,1	3,4	2,9	2,4	2,0	
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-16,2	-16,2	-16,2	-16,2	-16,2	-16,2	
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,8	11,3	9,5	9,2	8,9	8,6	8,4	
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,4	9,5	9,2	8,9	8,6	8,4	
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,8	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,5	24,9	34,4	43,4	51,1	57,8	63,6	
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,2	34,4	43,4	51,1	57,8	63,6	
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,5	17,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,6	8,5	6,2	5,2	4,4	3,6	3,1	
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	6,2	5,2	4,4	3,6	3,1	
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /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	
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	5,6	6,2	6,0	5,8	5,7	5,5	
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	6,2	6,0	5,8	5,7	5,5	
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
53	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	5,6	6,2	6,0	5,8	5,7	5,5	
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	8,0	14,2	20,2	26,1	31,7	37,3	
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	6,2	10,3	13,7	16,6	19,0	21,0	
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,012	0,036	0,060	0,079	0,096	0,110	0,121	
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	29,8	49,2	65,4	79,0	90,4	100,0	
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	19,9	19,4	16,3	13,6	11,4	9,6	
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	22,0	27,6	32,0	39,4	54,4	100,0	
60	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
62	Компенсация отборов: 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	
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
64	Газовый фактор, м ³ /т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	
65	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,304	0,612	0,597	0,500	0,419	0,351	0,294	
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,304	0,916	1,513	2,014	2,433	2,784	3,078	

Таблица 8.8 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ в целом по месторождению. 3 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы												
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	975,5	865,7	723,9	602,7	472,3	368,7	327,0	280,3	246,3	212,2	165,5	134,2	109,5
2	в том числе: из переходящих скважин	970,3	862,8	719,0	597,9	472,3	366,5	324,9	279,6	226,3	212,2	165,5	134,2	109,5
3	из новых скважин	5,2	2,9	4,9	4,7	0,0	2,2	2,1	0,7	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	699,0	626,1	528,1	460,6	367,0	292,1	274,7	252,4	236,7	212,2	165,5	134,2	109,5
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	3	1	2	2	0	1	1	1	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	4	5	2	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	13,5	17,6	14,8	14,4	0,0	13,2	12,6	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	128	164	164	164	0	164	164	164	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,0	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	344,9	346,8	348,8	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7
14	в том числе: эксплуатационные скважины	344,9	346,8	348,8	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7	350,7
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1024,6	341,5	683,1	683,1	0,0	341,5	341,5	341,5	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	13,8	6,0	10,1	9,8	0,0	4,5	4,3	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1062,0	970,3	862,8	719,0	597,9	472,3	366,5	324,9	279,6	226,3	212,2	165,5	134,2
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1062,0	984,1	868,8	729,1	607,8	472,3	371,0	329,2	281,0	226,3	212,2	165,5	134,2
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	970,3	862,8	719,0	597,9	472,3	366,5	324,9	279,6	226,3	212,2	165,5	134,2	109,5
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-91,7	-121,3	-149,8	-131,2	-135,5	-105,8	-46,1	-49,6	-54,7	-14,2	-46,7	-31,3	-24,7
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,6	-12,3	-17,2	-18,0	-22,3	-22,4	-12,4	-15,1	-19,5	-6,3	-22,0	-18,9	-18,4
24	Мощность новых скважин, тыс.т	4,8	2,7	4,5	4,4	0,0	2,0	1,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	6	9	6	11	12	8	14	7	10	8	0	2
26	в том числе: под закачку	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	140	137	130	126	115	104	97	84	77	67	59	59	57
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	140	137	130	126	115	104	97	84	77	67	59	59	57
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	2	3	3	3	2	4	2	3	2	2	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	119	117	113	112	103	96	91	81	76	67	59	59	57
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	1	1	3	2	4	2	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	43	45	45	45	44	43	40	38	34	32	32	32	32
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	43	45	45	45	44	43	40	38	34	32	32	32	32
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	90,3	94,4	98,9	107,1	107,8	111,9	112,4	119,3	121,8	130,7	142,9	147,3	142,9
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	90,9	94,6	99,5	107,8	107,8	112,3	112,9	119,9	124,8	130,7	142,9	147,3	142,9
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	21,1	39,2	17,8	17,8	0,0	13,9	14,8	5,1	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	77,9	81,2	84,2	87,1	89,1	91,0	91,5	92,4	92,7	93,6	94,7	95,5	96,2
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	78,0	81,3	84,3	87,2	89,1	91,0	91,5	92,4	93,2	93,6	94,7	95,5	96,2
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	36,1	55,2	16,7	18,9	0,0	4,5	14,5	17,8	54,3	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	20,0	17,7	15,6	13,8	11,8	10,1	9,6	9,1	8,9	8,4	7,5	6,6	5,5
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	20,0	17,7	15,6	13,8	11,8	10,1	9,6	9,1	8,4	8,4	7,5	6,6	5,5
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	299,9	256,1	239,3	244,4	233,9	232,9	233,7	237,4	237,2	251,2	249,2	244,5	228,8
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	4412,6	4612,6	4579,2	4679,2	4324,3	4095,4	3840,7	3672,4	3390,0	3299,1	3141,8	2995,8	2849,5
50	в том числе: из переходящих скважин	4404,5	4606,2	4573,4	4673,4	4324,3	4093,1	3838,3	3671,6	3346,3	3299,1	3141,8	2995,8	2849,5
51	из новых скважин	8,1	6,4	5,8	5,8	0,0	2,3	2,4	0,8	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	3317,6	3515,9	3513,5	3693,1	3452,6	3304,9	3261,3	3312,9	3261,6	3299,1	3141,8	2995,8	2849,5
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	70637,8	75250,4	79829,7	84508,8	88833,2	92928,6	96769,3	100441,7	103831,7	107130,8	110272,6	113268,4	116117,9
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	47627,2	48492,9	49216,8	49819,4	50291,7	50660,4	50987,3	51267,6	51513,9	51726,1	51891,6	52025,8	52135,3
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,526	0,536	0,544	0,550	0,556	0,560	0,563	0,566	0,569	0,572	0,573	0,575	0,576
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,4	91,0	92,4	93,5	94,4	95,1	95,7	96,2	96,7	97,1	97,4	97,6	97,9
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,8	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	14,7	15,3	15,1	14,8	13,7	12,3	12,5	12,2	12,2	12,0	10,7	9,7	8,7
59	Закачка воды, тыс.м³	4778,4	4338,2	4355,1	4538,9	4301,0	4200,6	4046,4	3905,2	3646,2	3602,6	3493,2	3426,7	3207,5
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	71218,3	75556,4	79911,5	84450,4	88751,4	92952,0	96998,4	100903,6	104549,8	108152,4	111645,6	115072,3	118279,8
	Компенсация отборов: текущая, %	101,0	89,3	91,7	95,0	98,5	102,6	105,7	107,2	108,7	110,9	113,6	117,4	116,0
	с начала разработки, %	76,2	76,8	77,5	78,3	79,1	79,9	80,7	81,5	82,2	82,9	83,6	84,3	85,0
61	Газовый фактор, м³/т	129,4	132,3	133,7	134,5	134,1	133,9	135,8	137,8	141,0	143,1	143,4	142,9	141,1
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	126,195	114,500	96,782	81,041	63,336	49,348	44,387	38,609	34,734	30,352	23,727	19,175	15,452
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	6955,948	7070,448	7167,231	7248,272	7311,607	7360,956	7405,343	7443,951	7478,685	7509,037	7532,763	7551,938	7567,390

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

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплением геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Акшабулак Центральный предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную).

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля

процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

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. Газовый фактор на скважинах, разрабатываемые при низких пластовых давлениях, определяется один раз в месяц.

Определение пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

В переходящих добывающих и нагнетательных скважинах необходимо проводить систематические замеры пластового давления и температуры с периодичностью – не реже 1 раза в квартал, согласно опорной сети действующего фонда.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными

приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам 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 и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Гидродинамические исследования пластов и скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения рекомендуется проведение следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ) выполняются по каждой новой скважине после ввода её в эксплуатацию.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования скважин методом установившихся отборов

Данные исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, так и систематически – по действующим добывающим и нагнетательным скважинам опорной сети не реже одного раза в два года.

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с

помощью глубинных манометров.

При технической невозможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационной характеристике предлагается продолжить проведение исследований МУО не менее чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом, с отработкой на каждом режиме двое суток. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность.

Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Для исследований выбираются минимум две скважины. Одна из них, по которой производится контролируемое изменение дебита, называется возмущающей, другая, в которой наблюдается изменение забойного давления, вызванное данным возмущением, называется реагирующей.

Наиболее простым с точки зрения технологии исследования и интерпретации результатов является изменение дебита возмущающей скважины на постоянную величину или изменение дебита по периодическому закону.

Метод позволяет определить коэффициент пьезопроводности пласта в зоне между скважинами, не используя при обработке дополнительных данных.

Промыслово-геофизические методы исследования скважин и керн

Контроль за разработкой скважин направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Исходя из условий разработки месторождения на современном этапе основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются:

- определение ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности;
- определение профиля притока и характера поступающего флюида;

- 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).

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, объёмный 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

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объёмный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;

- физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам, ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при $R_{заб} > R_{нас}$ и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое 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 должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $Na^+ + K^+$), растворенные газы;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также соответствия требованиям, предъявляемым к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также

концентрации и размера механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Рекомендуемый комплекс исследований скважин по контролю за процессом разработки представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Рекомендуемый комплекс исследований по контролю за разработкой

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
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	При $R_{пл} > R_{нас}$, $R_{зб} > R_{нас}$ – 1 раз в год При $R_{пл} > R_{нас}$, $R_{зб} < R_{нас}$ – 1 раз в квартал При $R_{пл} < R_{нас}$, $R_{зб} < R_{нас}$ – 1 раз в месяц	
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	Исследования профиля притока/ приемистости	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ По мере необходимости	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ По мере необходимости
9	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.)	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах и при ГТМ. По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)
10	Оценка текущей нефтенасыщенности, контроль за положением ВНК	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. По мере необходимости	
11	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости	
12	Отбор проб воды для определения состава и качества в добывающих и нагнетательных скважинах	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь вводимых в эксплуатацию скважинах. По мере необходимости

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей природной среды» Дополнение к «Проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» выполнена службой экологии ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию 02177Р от 18.03.2020 года, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.;

10.1 Природно-климатическая характеристика района

В климатическом отношении район работ относится к зоне сухих степей и полупустынь. Климат резко континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, самым жарким месяцем является июль. Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Характерной особенностью климата района являются сильные ветры, преимущественно восточного направления, вызывающие в зимний период снежные бураны, а летом - песок и пыль, образующие песчаные бури.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики по Кызылординской области представлены метеорологические данные по метеостанции «Кызылорда».

Таблица 10.1– Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь)	-10,4 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+35,2 градуса тепла
Количество осадков за холодный период года (с XI по III)	79,7 мм
Количество осадков за теплый период года (с IV по X)	66,9 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	2,9 дня
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	8 м/с

Таблица 10.2 - Повторяемость направлений ветра и штилей, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
18	26	13	4	7	10	13	9	20

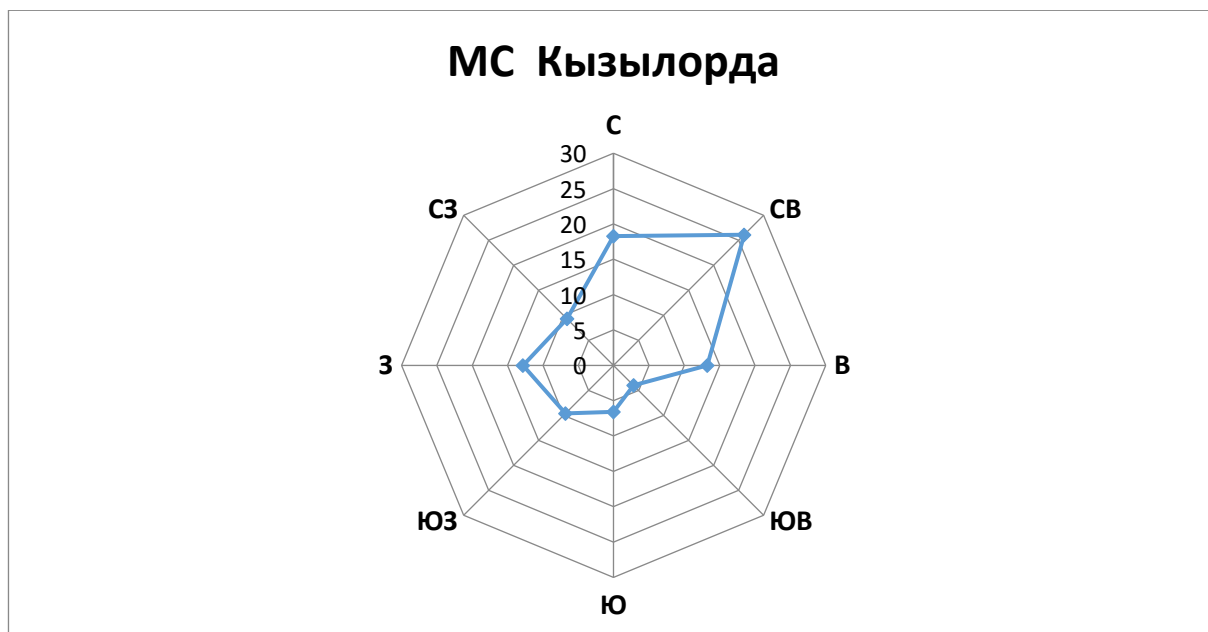


Рисунок 10.1 – Роза ветров

10.2 Мониторинг состояния окружающей среды

Для ТОО СП «Казгермунай» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами испытательной лаборатории ТОО «НИИ «Батысэкопроект» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности ТОО СП «Казгермунай».

Задачей ПЭК является получение объективных данных о параметрах производственных процессов, производственных факторов воздействия на компоненты окружающей среды и изменений состояния окружающей среды под воздействием хозяйственной деятельности. Данный раздел представляет собой анализ отчетов производственных экологических мониторингов за 2022 г. Оценка изменений состояния конкретных природных объектов проводится на основании сравнения данных регулярных наблюдений за параметрами компонентов окружающей среды и нормативных показателей.

10.3 Анализ современного состояния атмосферного воздуха

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля соблюдения нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха.

Целью мониторинга атмосферного воздуха является получение информации об эмиссиях загрязняющих веществ, о возможных изменениях воздействия объектов ТОО СП «Казгермунай» на качество окружающей среды.

Согласно Программе ПЭК в 2022г. для определения максимально-разовых приземных концентраций сероводорода, оксидов азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов на границе санитарно-защитной зоны отбирались пробы атмосферного воздуха месторождения Акшабулак Центральный. Результаты анализов проб атмосферного воздуха представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3. Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны в 2022 год

Точка отбора проб	Фактические полученные данные, мг/м ³							
	NO2	NO	C	SO2	CO	H2S	C1-C5	C6-C10
1 квартал								
Гр С33 юг	0,0541	0,0427	<0,025	<0,025	2,56	<0,004	<25	<30
Гр С33 север	0,0548	0,0425	<0,025	<0,025	2,36	<0,004	<25	<30
Гр С33 запад	0,0526	0,0393	<0,025	<0,025	2,41	<0,004	<25	<30
Гр С33 восток	0,0541	0,0428	<0,025	<0,025	2,36	<0,004	<25	<30
Норма по НД на продукцию	0,2	0,4	0,15	0,5	5,0	0,008	50	50
2 квартал								
Гр С33 юг	0,0531	0,0438	<0,025	<0,025	2,63	<0,004	<25	<30
Гр С33 север	0,0555	0,0438	<0,025	<0,025	2,45	<0,004	<25	<30
Гр С33 запад	0,0539	0,0383	<0,025	<0,025	2,48	<0,004	<25	<30
Гр С33 восток	0,0553	0,0432	<0,025	<0,025	2,45	<0,004	<25	<30
Норма по НД на продукцию	0,2	0,4	0,15	0,5	5,0	0,008	50	50
3 квартал								
Гр С33 юг	0,0527	0,0438	<0,025	<0,025	2,55	<0,004	<25	<30
Гр С33 север	0,0541	0,0438	<0,025	<0,025	2,45	<0,004	<25	<30
Гр С33 запад	0,0528	0,0383	<0,025	<0,025	2,23	<0,004	<25	<30
Гр С33 восток	0,0545	0,0432	<0,025	<0,025	2,38	<0,004	<25	<30
Норма по НД на продукцию	0,2	0,4	0,15	0,5	5,0	0,008	50	50
4 квартал								
Гр С33 юг	0,0515	0,0427	<0,025	<0,025	2,13	<0,004	<25	<30
Гр С33 север	0,0527	0,0412	<0,025	<0,025	2,23	<0,004	<25	<30
Гр С33 запад	0,0531	0,0323	<0,025	<0,025	2,27	<0,004	<25	<30
Гр С33 восток	0,0536	0,0445	<0,025	<0,025	2,21	<0,004	<25	<30
Норма по НД на продукцию	0,2	0,4	0,15	0,5	5,0	0,008	50	50

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения Акшабулак Центральный показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;

обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;

усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;

ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

10.4 Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод

Гидрографическая сеть в районе месторождения Акшабулак Центральный не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Тургайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы.

1. Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений.
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений.
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений.
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений.
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений.
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сеноманских отложений.

Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскуп (северная часть) и Мойынкум (южное окончание). Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений – (LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнозернистых песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N23) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными.

Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P2) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскуп и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K2t2+sn) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алеврито-глинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений (K,al-K2s) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 120 до 740С.

Использование этих вод в настоящее время ограничено, но они перспективны для водоснабжения и технических целей.

Водопотребление и водоотведение

Водоснабжение питьевой и технической водой месторождения Акшабулак Центральный осуществляется согласно договору со специализированными организациями; образующиеся в процессе жизнедеятельности персонала сточные воды вывозятся также специализированной организацией.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- с целью контроля над расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений;
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению поверхностных и подземных вод;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

10.5 Анализ образования объемов отходов производства и потребления

Загрязнение окружающей природной среды промышленными отходами имеет негативное последствие для компонентов природной среды, в первую очередь для почвы и водной среды. Размещение отходов в природной среде приводит к нарушению почвенно-

растительных структур, уплотнению почв, опасности возникновения эрозии почвы, нарушению кислородного баланса, усугублению опасности эрозии.

В процессе производства на территории месторождения Акшабулак Центральный образуются различные виды производственных и твердо-бытовых отходов. Твердо-бытовые и промышленные отходы месторождения собираются в емкости и по мере накопления вывозятся согласно договору со специализированными организациями.

10.6 Анализ современного состояния почвенного покрова

Месторождение Акшабулак Центральный с приращенными территориями расположено, согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана, в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны. Основными зональными подтипами почв на территории месторождения Акшабулак Центральный являются серо-бурые пустынные и пески бугристо-грядовые. Пески бугристо-грядовые доминируют на массиве месторождения.

На характеризуемой территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. В это время наиболее активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности территория месторождения относится к области Туркестанской пустынной равнины. Равнина сложена мел-палеогеновыми отложениями, частично перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Практически весь участок занят песчаным массивом Арысум, имеющим абсолютные отметки 90-110 м и представленным среднечетвертичными эоловыми отложениями с близким залеганием коренных отложений. По понижениям и в местах техногенных механических нарушений, связанных с удалением поверхностных горизонтов, коренные мел-палеогеновые отложения выходят на поверхность. Рельеф песков бугристо-грядовый.

На северо-востоке и крайнем юге территории месторождения песчаный массив окаймляет солончаковая пониженная равнина замкнутой бессточной впадины Арыс, сложенная нижнеолигоценными глинами, четвертичными озерными засоленными и верхнечетвертично-современными отложениями. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески.

Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве буровых установок предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;

- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;
- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости, имеющие гидроизоляцию;
- установка автоматического отключения скважин при авариях;
- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт.

10.7 Растительный мир

На территории месторождений преобладают пустынные растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимают основные площади растительного покрова и объединяют сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). На территории преобладают следующие жизненные формы: псаммофильные кустарники, ксерофильные и галофитные полукустарники (полыни и солянки), коротковегетирующие многолетние и однолетние травы (эфемеры и эфемероиды), реже – длительно вегетирующие многолетники. Наземные объекты месторождений размещаются на территории, которая характеризуется достаточно разнообразным растительным покровом.

Ландшафтными растениями месторождения Акшабулак Центральный, участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ являются полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), ежовник солончаковый (биюргун) (*Anabasis salsa*), боялыч (*Salsola arbusculaformis*),) – представители северотуранской флоры, полынь туранская (*Artemisia turanica*) – фрагмент южнотуранской флоры, саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) – представитель реликтовой саванновой средиземноморской флоры, жузгун безлистный, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

10.8 Животный мир

Освоение месторождения Акшабулак Центральный в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. В описываемом районе встречается 23 вида птиц и 2 вида млекопитающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан. Среди них такой эндемичный вид республики как кожанок Бобринского.

Преимущественно плотных субстратов придерживаются такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Иногда встречаются песчаные виды - сцинковый геккон, линейчатая ящурка и песчаный удавчик. Характерны среднеазиатская черепаха, степная агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики.

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В исследуемом районе встречается 7 видов, из них 5 видов могут использоваться как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек). В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

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, 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, своевременную обработку образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительную работу и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

10.9 Радиационная обстановка

Согласно Закону РК от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности

населения» 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.

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.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы.

Эффективная доза облучения природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мкЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мкЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;

- удельная активность в производственной пыли – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда $-40/f$, кБк/кг, где f - среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;

- удельная активность в производственной пыли – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда $-27/f$, кБк/кг.

Мероприятия по радиационной обстановке

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление

в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому настоящим отчетом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).
- Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.
- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.
- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины, вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.
- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.
- Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах).

10.10 Охрана недр

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи природных ресурсов, направленных на рациональное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и разрушения нефтесодержащих пород.

Основной задачей мероприятий по охране недр в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального извлечения запасов нефти и газа, а также других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

Мероприятия по охране недр

Основными мероприятиями по охране недр при реализации проекта являются:

- обеспечение наиболее полного и комплексного извлечения из недр запасов полезных ископаемых и попутных компонентов;
- выбор технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов и поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;
- выбор конструкции скважины, обеспечивающей безаварийную и эффективную эксплуатацию;
- обеспечение надежной изоляции всех нефтегазопроводящих интервалов и герметизация заколонного пространства при цементировании эксплуатационной колонны;
- охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
- предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, отходами производства и сбросом сточных вод;
- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации нефтедобывающих скважин.

Вывод

Результаты анализа показали, что в период разработки месторождения Акшабулак Центральный ТОО СП «Казгермунай» на окружающую среду не было оказано существенного отрицательного воздействия по результатам мониторинговых наблюдений, все природоохранные мероприятия были соблюдены.

11. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По состоянию на 02.01.2021г на основе всех собранных геолого-геофизических материалов был выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области РК», протокол ГКЗ РК №2385-21-У от 07.12.2021г. Утвержденные запасы нефти геологические/извлекаемые в пределах контрактной территории ТОО «СП Казгермунай» составили 68596/46709 тыс. т по категории В, 21848/6541 тыс. т по категории С₁, 6309/754 тыс. т по категории С₂.

Для дальнейшего изучения месторождения недропользователю рекомендуется:

- Пробурить оценочную скважину 495 (рис.11.1) между Северным и Южным сводами. Данный участок структуры в пределах целевого горизонта М-II-1 по утвержденной интерпретации сейсмике представляется как объединение двух сводов и тем самым представляет как перспективным.
- С целью доразведки категорию С₂ рекомендуется прострелить скважину 416 и 441 в пределах продуктивных горизонтов Ю-0-2 и Ю-0-16 соответственно. Также рекомендуется по новым пробуренным скважинам после «ПЗ-2021 г» провести опробование участки С₂ для получения промышленных притоков нефти.
- отбирать и исследовать дополнительные глубинные пробы нефти, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

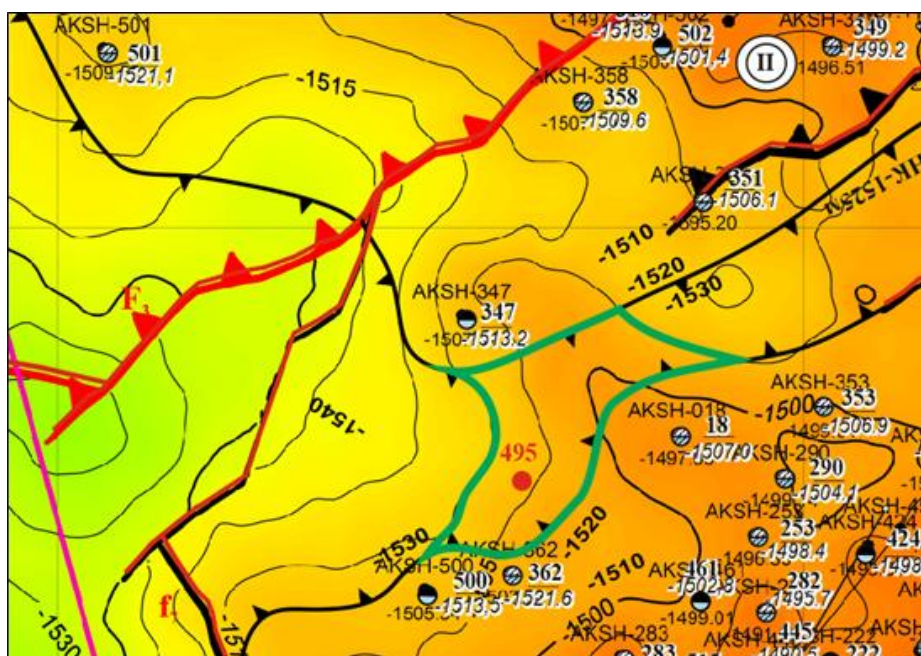


Рис 11.1 - Структурная карта по горизонту М-II-1 (интерпретация сейсмике 2019 г, ТОО «PGS»)

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Потокоотклоняющая технология (ПОТ)

Учитывая высокую обводненность продукции скважин русловых отложений планируется применение потокоотклоняющих технологий, способных обеспечить вовлечение в разработку низкопроницаемых коллекторов посредством:

- ✓ увеличения объемного охвата продуктивных пластов за счет перераспределения фильтрационных потоков;
- ✓ снижения или стабилизации обводненности;
- ✓ сокращения объема попутно добываемой воды;
- ✓ получения от внедряемой технологии дополнительной добычи нефти по сравнению с обычным заводнением.

Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов (гелеобразующие, гелеобразующие с наполнителем, эмульсионно-дисперсные и др.), предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения, увеличивая коэффициент охвата заводнением и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины

Сущность предлагаемой для реализации технологии сводится к следующему. В результате тампонирувания наиболее проницаемых пропластков продуктивного разреза происходит снижение расхода воды по промытым высокопроницаемым слоям с аномально высоким темпом выработки запасов и повышение депрессий на пласт в добывающих скважинах. В результате, за счет увеличения градиента давления между зоной нагнетания и зоной отбора и изменения направления фильтрационных потоков в пласте в процесс активной выработки запасов вовлекаются нефтенасыщенные пропластки пониженной проницаемости и обводненности ранее не охваченные или слабо охваченные заводнением.

В качестве участка для применения ПОТ (далее – участок работ) предлагается участок нагнетательных скважин №№270, 460 (рис.12.1.1). Соотношение выбора участка ОПИ и вида применяемой технологии МУН относительно друг друга обусловлены тем, что для рассматриваемых русловых отложений нет проблем с проницаемостью коллектора, нет проблем с вязкостью нефти и соотношением подвижности нефти и воды, а низкий потенциальный коэффициент нефтеотдачи обусловлен лишь неоднородностью и расчлененности разреза. В связи с этим единственная задача МУН, способная обеспечить повышение КИН, заключается в выравнивании профиля движения фильтрационных

потоков. При этом выравнивание фронта вытеснения посредством полимерного заводнения технологически не имеет потенциала на успех, так как полимер, во-первых, решает именно проблемы соотношения подвижностей вытесняющего и вытесняемого агентов, а не проблему соотношения проницаемостей фильтрационных каналов; во-вторых, высокие проницаемости русловых отложений на корню нивелируют вязкостные различия воды и полимера.

Как видно из таблицы 12.1.1, где представлены результаты исследований профиля приемистости скважины №270, интервалы поглощения работают неравномерно, которая в свою очередь влечет за собой неравномерное вытеснение.

Таблица 12.1.1 - Результаты профиля приемистости скважины №270 от 08.10.2016г

Интервалы перфорации, м	Интервалы приемистости, м	Состав флюида	Вклад в приток, %	Коэф-т охвата, %
1756,0-1776,0	1756,3-1758,5	вода	28,4	51,5
	1761,9-1763,1	вода	10,6	
	1764,5-1765,9	вода	18,9	
	1766,5-1768,1	вода	15,3	
	1770,3-1772,5	вода	18,2	
	1773,4-1775,1	вода	8,6	
Итого			100,0	51,5

Необходимо провести лабораторные эксперименты на керновых образцах для выбора определенного химического состава реагента в условиях месторождения Акшабулак Центральный.

При проведении работ по применению технологии выравнивания профиля приемистости наиболее важным является техническое состояние нагнетательных скважин. До начала применения технологий воздействия необходимо проведение геофизических исследований нагнетательных скважин (ГИС) участка работ на предмет уточнения принимающих толщин и наличия различных нарушений эксплуатационной колонны, заколонной циркуляции и прочее. Проведение работ при наличии неисправности эксплуатационной колонны в лучшем случае приводит к значительному снижению технологической эффективности от применения технологии воздействия.

Также необходимо проведение трассерных исследований на нагнетательных скважинах (экспресс тесты до 30 дней) с целью определения количества и скорости выхода индикаторов в добывающих скважинах. Сопоставление информации позволит определить изменение фильтрационных потоков по разрезу и площади залежи до и после проведения.

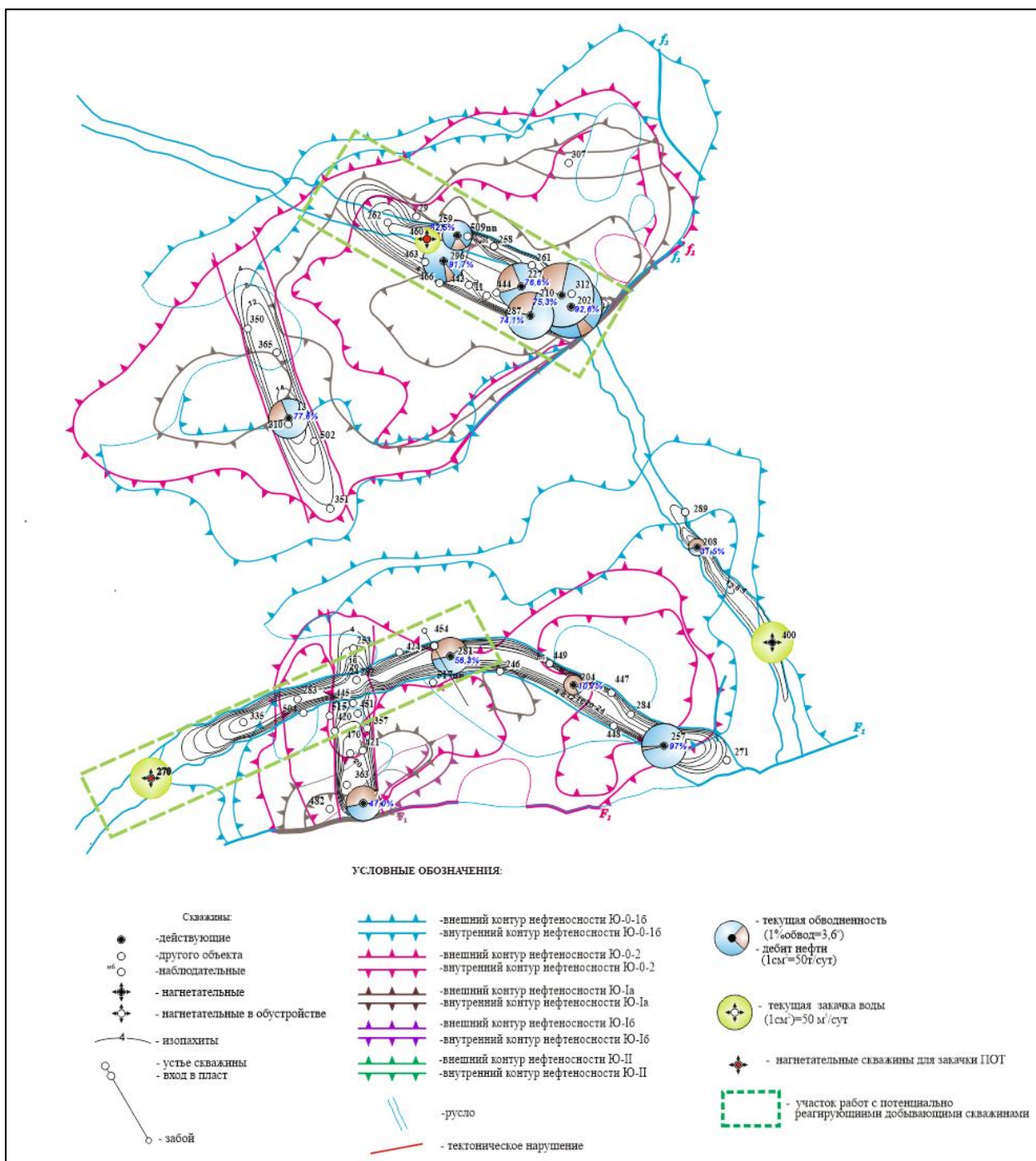


Рис. 12.1.1 Карта разработки участка работ для применения ПОТ

13. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Акшабулак Центральный на момент составления настоящего «Проекта разработки...», разрабатывается согласно дополнению №7 от 19.05.2023г. Срок завершения контракта на недропользование 1 марта 2034 года.

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования на месторождении Акшабулак Центральный с проектом ОВОС» составленной Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2021г.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании 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.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Количество скважин на месторождении Акшабулак Центральный, подлежащих ликвидации, составит 255 ед.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригада/часа. Норматив стоимости 1 бригада/часа на ликвидационные работы на 2023г. предоставлен ТОО «СП «Казгермунай».

Таблица 13.1 - Таблица ликвидации скважин

Объект ликвидации	Продол-сть ликвид. работ на 1 скважину, час	Кол-во скважин	Стоимость работы 1 бригада/часа, тенге	Всего продол-сть ликвид. работ, час	Общая стоимость, тенге
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации I	166	71	44876	11786	528 908 536
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации II	136	114	44876	15504	695 757 504
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации III	166	6	44876	996	44 696 496
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации IV	158	1	44876	158	7 090 408
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации V	108	3	44876	324	14 539 824
Водозаборные скважины	56	60	44876	3360	150 783 360
ИТОГО		255		32 128	1 441 776 128

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. По месторождению Акшабулак Центральный необходимо установить 255 реперов с тумбами. Стоимость ликвидации 1 репер тумбы составила **316 636,96 тенге**, в таблице П.13.2 предоставлена сметная стоимость репер тумбы за 2021г, данная стоимость была пересчитана с помощью переводного коэффициента, рассчитанного путем отношения МРП 2023г к МРП 2021г, который составил 1,1827ед. Таким образом затраты на установку 255 реперов с тумбами составят с учетом НДС

$$316\ 636,96\ \text{тенге} * 255\ \text{ед.} = 80\ 742\ 170\ \text{тенге.}$$

Стоимость ликвидации объектов, оборудования и рекультивации также была пересчитана с помощью переводного коэффициента и составила **5 753 047 855 тенге** (в таблице П.13.1 предоставлены сметные расчеты за 2021г). Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования и рекультивации земли составила **7 275 566 153 тенге**. Накопленные средства на банковском вкладе **2 393 208 645 тенге**. Сумма к накоплению за вычетом накопленных средств составит **4 882 357 508 тенге**. Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 13.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	5 654 024	255	1 441 776 128
Затраты на установку репер тумбы	316 635,96	255	80 742 170
Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений			5 685 418 785
Рекультивацию нарушенных земель			67 629 070
ИТОГО			7 275 566 153
Накопленная сумма за 2021-2022гг			2 393 208 645
Сумма к накоплению			4 882 357 508
Накопленная добыча нефти с 2023-2034гг			5374,053
Удельный норматив, тонна/тенге			908,51

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2023г до конца контрактного периода 2034г, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 13.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти, тыс.тн	Норматив, тенге/тонна	Сумма к отчислению, тыс.тенге
2023	975,47	908,51	886 220,59
2024	865,67	908,51	786 466,51
2025	723,85	908,51	657 626,36
2026	602,68	908,51	547 535,59
2027	472,28	908,51	429 072,15
2028	368,67	908,51	334 938,19
2029	326,95	908,51	297 039,19
2030	280,27	908,51	254 625,28
2031	246,34	908,51	223 801,88
2032	212,17	908,51	192 754,11
2033	165,49	908,51	150 346,18
2034	134,21	908,51	121 931,49
Итого	5374,05		4 882 357,51

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**а) Опубликованные литературы:**

1. Правительство РК Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.05.2018г);
2. Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239;
3. Правительство РК «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа», утверждена Приказом Министра энергетики и природных ресурсов РК от 13.08.1997г №99;
4. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом №355 МИР РК от 30.12.2014г;
5. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утвержденный Приказом №358 МИР РК от 30.12.2014г;
6. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденный Приказом №359 МИР РК от 30.12.2014г;
7. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Приказом №261 и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г;
8. Правительство РК «Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», 2018г;
9. Правительство РК Экологический кодекс РК, утвержденный постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 05.10.2018г);
10. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г;

11. Правительство РК «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные Приказом Министра ООС РК от 28.06.2007г №204-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016 г);
12. МООС РК «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г;
13. Правительство РК СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.2012г;
14. Правительство РК «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные приказом внутренних дел РК №439 от 23.06.2017г;
15. Правительство РК «Правила устройства электроустановок», утвержденные Приказом Министра Энергетики РК №230 от 20.03.2015г (с изменениями по состоянию на 25.12.2017г);
16. Правительство РК «Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №260 от 20.04.2018г;

б) Фондовая литература

1. К.Х. Макажанов
А.А. Альпаев «Подсчет запасов нефти продуктивного горизонта Ю-III месторождения Акшабулак-Центральный Кзыл-Ординской области Республики Казахстан», г. Алматы, 1995г, (Протокол № 42 заседания ГКЗ от 30 мая 1996г).
2. Мурсалимов С.Д.,
Макажанов К.Х.,
Привалов А.С. и др. «Подсчет запасов нефти месторождения Акшабулак Центральный Кзыл-Ординской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.1998г», г. Алматы (Протокол №1126 Заседания государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при совете министров СССР от 06.08.98г, Москва).
3. Миннибаева С.Б.,
Радайкина З.В. и др. «Проект ОПР месторождения Акшабулак Центральный», г. Актау, 2001г.
4. Бабашева М.Н.,
Халикова Л.В.,
Каирбеков С.Б. и др. «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 01.01.2004г», г. Атырау, ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз».

5. Бабашева М.Н.,
Каирбеков С.Б.,
Халикова Л.В. и др.
«Технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Центральный», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2004г.
6. Каирбеков С.Б.,
Мурзагалиева Ж.С.,
Юсупова М.С.,
Шалагулова Ш.А. и др.
«Авторские надзоры за реализацией технологической схемы разработки», г. Атырау, 2006 и 2008 гг., ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».
7. Каирбеков С.Б.,
Мурзагалиева Ж.С.,
Шалагулова Ш.А. и др.
«Анализ разработки месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2009г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».
8. Мурзагалиева Ж.С.,
Рамазан А.У.,
Абуев Р.Б.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2010 г.), г. Атырау, 2010г, (Протокол ГКЗ РК № 989-10-У от 08.12.2010г)
9. Нурбаев С.Т.,
Мурзагалиева Ж.С.,
Рамазан А.У.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Уточненная технологическая схема разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2011г, (Протокол Комитета геологии и недропользования МИНТ РК №171 от 13.07.2011г).
10. Каирбеков С.Б.,
Мурзагалиева Ж.С.,
Рамазан А.У.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемой разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2012г, (Официальное письмо №17-02/3687-КГН от 08.10.2012г Комитета геологии и недропользования МИНТ РК).
11. Рамазан А.У.,
Мусина Ж.К.,
Абуев Р.Б.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Перевод запасов нефти и растворенного газа с категории С2 в более высокую категорию С1 продуктивного горизонта Ю-II месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2013г), г.Атырау, 2013г, (Протокол №1306-13-У от 16.07.2013г)
12. Нурбаев С.Т.,
Рамазан А.У.,
Мухтанов Б.М. и др.
13. Каирбеков С.Б.,
Рамазан А.У.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2013г, (исх. письмо КомГео 17-04-2230-и от 04.12.2013г)
«Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемой разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2014г, (Официальное письмо №27-5-1475-и от 12.10.2014г Комитета геологии и недропользования МИНТ РК).
14. Рамазан А.У.,
Сымгалиев А.Д.,
Абуев Р.Б.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2015г.), г.Атырау, 2015г»
15. Каирбеков С.Б.,
Мухтанов Б.М.,
Абуев Р.Б.,
Сымгалиев А.Д.
«Проект разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г.

16. Рамазан А.У.,
Абуев Р.Б.,
Комашев А.О. «Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивных горизонтов М-II-2 И Ю-III месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г.
17. Уткилбаев Н.К.,
Джаксылыков Т.С.,
Абуев Р.Б. «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2017г, (исх. письмо КомГео 27-5/7198-кГН от 28.12.2017г)
18. Абуев Р.Б.,
Сымгалиев А.Д.,
Берекетов А.С.,
Уткилбаев Н.К.,
Дюсемалиева А.Б. и др. «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2018г.), г.Атырау, 2018г»
19. Уткилбаев Н.К.,
Джаксылыков Т.С.,
Абуев Р.Б. «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2019г.
20. Джаксылыков Т.С.,
Сымгалиев А.Д.,
Гуковский Д.А. «Авторский надзор за реализацией проектного документа месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2020г.
21. Мурзагалиева Ж.С.
Хажитов В.З.
Адаева С.С.
Мухамбетова А.М. «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности 02.01.2021г.), г Атырау, 2021г»
22. Фактические материалы, геологические отчеты, материалы ГИС, исследования пластовых флюидов, анализы кернa, Рабочая Программа ТОО СП «Казгермунай».

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Т.П.2.3.1 - Состав и свойства нефти в пластовых условиях

№ п/п	Номер скважины	Дата отбора	Границы интервала перфорации		Абс. отм. середины инт. перф.	Давление исследования	Температура исследования	Давление насыщения при исследовании	Плотность пластовой нефти		Вязкость пластовой нефти		Коэффициент сжимаемости	Стандартная сепарация					Отклонение от материального баланса	Исполнитель		
									Рпл	Рб	Рпл	Рб		Газосодержание		Плотность газа	Плотность дегазированной нефти	Объемный коэффициент				
														20°С				абс.			20°С	Рпл
									м	м	МПа	°С		МПа	кг/м³	кг/м³	м³/м³					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Горизонт М-II, Северный свод																						
1	11	02.03.91	1626	1636	-1505	17,1	68,0	6,5	746,0	734,2	4,5	4,1		29,7	35,6		835,0	1,150	1,168	2,0	Уз	
2	11	02.04.91	1617	1621	-1492	16,6	67,0	8,9	663,0	655,4	6,9	6,6		16,7	20,3		821,0	1,110	1,123	14,6	Уз	
3	11	14.01.91	1649	1657	-1526	16,9	70,0	8,3	773,0	763,1	6,0	5,7		28,3	34,2		827,0	1,090	1,104	2,7	Уз	
4	12	03.12.91	1643	1647	-1518	16,9	69,0	8,5	790,0	780,1	2,4	2,1		20,2	24,8		816,0	1,060	1,073	0,7	Уз	
5	12	03.02.92	1623	1633	-1501	16,7	68,0	10,0	810,0	801,9	7,1	6,9		21,0	25,5		825,0	1,040	1,051	1,3	Уз	
6	14	18.05.92	1661	1669	-1538	18,3	70,0	5,6	799,5	784,4	2,2	1,8		26,3	31,6		829,5	1,060	1,080	2,1	Уз	
7	14	13.06.92	1616	1656	-1509	16,5	70,0	4,4	790,0	775,8	2,0	1,6		23,6	28,4		831,0	1,090	1,110	0,2	Уз	
8	13	18.07.92	1645	1649	-1520	16,6	70,0	3,6	809,0	793,4	1,9	1,5		25,5	31,1		821,0	1,046	1,067	1,1	Уз	
9	24	20.04.93	1651	1656	-1527	16,1	70,0	10,2	794,0	787,0	2,8	2,6		21,5	25,8		832,0	1,060	1,069	2,3	Уз	
10	11	24.05.98	1649	1657	-1526	15,2	83,0	9,1	760,0	753,1	5,2	5,0	13,9E-4	32,2	38,7		831,0	1,120	1,130	2,7	Мун	
11	11	20.07.01	1617	1657	-1513	16,2	70,1	4,6	782,3	772,0	2,2	1,7	15,3E-4	24,9	29,7	1,215	838,0	1,110	1,130	0,0	Pen	
12	201	24.09.03	1619	1636	-1507	16,0	69,5	4,3	773,0	763,0	3,0	2,7	11,1E-4	22,9	27,3	1,107	837,9	1,117	1,136	0,0	Pen	
13	218	15.11.07	1616	1640	-1499	15,2	71,0	3,4	782,5	761,2	2,2	1,8	23,2E-4	28,1	34,1	1,429	824,6	1,102	1,122	0,3	КМГ	
14	216	15.06.08	1618	1632	-1496	14,1	70,7	2,4	793,3	772,8	2,4	2,0	22,1E-4	24,1	29,0	1,526	829,6	1,092	1,111	0,0	КМГ	
15	227	25.12.08	1649	1657	-1529	15,8	72,9	5,0	785,7	774,0	2,9	2,6	13,8E-4	34,0	40,7	1,356	834,7	1,121	1,139	0,0	КМГ	
16	245	18.01.12	1617	1630	-1496	14,1	70,4	3,9	777,4	768,7	3,8	3,2	13,8E-4	29,0	34,7	1,376	834,7	1,127	1,139	-0,2	CN	
17	244	24.09.13	1635	1643	-1509	12,2	73,6	3,7	784,3	771,8	1,9	1,6	18,3E-4	28,4	34,3	1,436	829,0	1,109	1,123	0,0	КМГ	
Среднее значение:					-1512	16,8	70,0	3,9				2,0		26,2			1,349	830,1		1,126		
Горизонт М-II, Южный свод																						
1	7	20.01.91	1622	1627	-1512	16,8	69,0	11,0	689,0	683,0	4,3	4,2	-	53,9	64,9	-	830,0	1,260	1,271	4,4	Уз	
2	28	05.09.93	1630	1642	-1509	12,9	67,0	1,4	789,0	775,5	1,9	1,6	-	7,8	9,7	-	808,0	1,040	1,058	-0,2	Уз	
3	203	11.05.04	1616	1642	-1502	15,9	72,0	9,8	701,0	694,0	0,6	0,5	15,8E-4	96,5	119,2	1,276	809,9	1,331	1,348	0,0	Pen	
4	213	14.06.08	1609	1636	-1495	13,9	73,8	4,4	721,3	706,0	1,2	1,0	22,0E-4	63,3	77,0	1,536	822,1	1,273	1,291	0,2	КМГ	
5	236	15.01.11	1620	1637	-1496	15,6	71,6	6,2	764,2	753,1	1,5	1,3	20,1E-4	51,1	61,5	1,403	831,1	1,181	1,198	0,0	КМГ	
6	298	06.12.15	1621	1639	-1498	12,0	69,6	5,5	759,2	745,1	1,4	1,3	28,4E-4	50,3	60,8	1,294	827,5	1,176	1,187	0,0	КМГ	
7	222	15.10.18	1626	1643	-1506	12,7	78,5	4,9	745,0	736,0	1,0	0,8	28,4E-4	49,7	60,7	1,402	818,0	1,174	1,188	1,5	КМГ	
Среднее значение:						14,3	70,5	5,5				1,1		53,7			1,409	825,7		1,191		
Горизонт Ю-0, Северный свод																						
1	210	18.11.05	1675	1694	-1561	16,8	72,0	6,1	756,0	746,0	1,2	1,0	13,2E-4	42,0	51,4	1,185	817,9	1,148	1,169	0,0	Pen	

Продолжение Т.П.2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2	258	01.10.13	1690	1696	-1567	10,5	72,8	4,9	746,9	739,6	1,5	1,3	17,9E-4	38,4	46,5	1,335	826,0	1,174	1,184	0,0	КМГ
3	293	14.05.14	1691	1696	-1572	12,9	67,7	5,8	771,3	759,6	2,1	2,0	21,4E-4	49,5	59,0	1,374	838,7	1,175	1,188	0,0	КМГ
4	258	20.10.18	1690	1696	-1567	12,3	72,8	4,0	779,0	769,0	1,6	1,4	14,7E-4	28,2	34,2	1,454	824,0	1,101	1,115	0,8	КМГ
5	11	05.11.90	1738	1750	-1620	18,00	70,0	13,1	746,0	740,5	1,6	1,5	-	63,3	75,8	0,835	835,0	1,132	1,140	5,1	ТЗ
6	12	13.09.91	1726	1730	-1613	17,20	71,0	8,6	760,0	750,3	4,2	4,0	-	45,0	54,7	1,077	823,0	1,130	1,145	1,5	ТЗ
7	13	30.01.92	1742	1754	-1621	17,70	70,0	12,8	737,0	731,6	3,3	3,2	-	89,4	108,8	-	822,0	1,210	1,219	4,9	ТЗ
8	29	23.04.93	1723	1744	-1606	17,30	70,0	7,8	777,0	765,9	1,6	1,4	-	58,9	71,0	-	829,0	1,150	1,167	1,2	Уз
9	29	27.04.93	1751	1772	-1635	17,70	70,0	13,7	754,0	749,4	2,3	2,1	-	90,9	108,6	0,912	837,0	1,240	1,248	-1,6	Уз
10	13	06.03.04	1741	1751	-1615	16,82	74,0	9,2	749,0	743,0	1,5	1,4	10,5E-4	57,7	69,3	1,131	832,9	1,199	1,215	0,0	Pen
11	11	16.05.04	1738	1750	-1620	17,48	73,5	7,8	768,0	759,0	1,9	1,6	12,4E-4	50,3	59,9	1,272	839,3	1,176	1,195	0,0	Pen
12	202	22.06.04	1733	1748	-1616	16,98	74,3	7,6	756,0	747,0	1,7	1,5	11,7E-4	49,4	58,7	1,189	840,9	1,190	1,209	0,0	Pen
13	12	20.07.10	1727	1745	-1615	15,22	75,7	5,9	764,4	750,4	1,9	1,6	20,9E-4	53,4	63,7	1,361	838,1	1,192	1,208	0,0	КМГ
14	230	18.01.11	1734	1747	-1613	15,77	74,9	10,0	738,9	729,2	1,0	0,9	23,2E-4	108,7	128,9	1,150	843,3	1,310	1,321	0,0	КМГ
Среднее значение:						17,0	72,4	7,1				1,5		50,8		1,272	833,0		1,189		
Горизонт Ю-0, Южный свод																					
1	7	29.10.90	1704	1725	-1583	17,60	68,0	10,3	666,0	658,7	1,1	1,0	-	72,9	88,6	0,919	823,0	1,230	1,248	8,6	ТЗ
2	22	10.03.94	1700	1747	-1594	17,10	70,0	11,3	697,0	691,0	2,3	2,2	-	82,6	99,5	-	830,0	1,180	1,194	13,6	ТЗ
3	7	30.10.01	1704	1725	-1583	17,15	73,6	10,9	717,4	710,3	0,7	0,6	15,8E-4	89,3	108,4	1,232	823,6	1,301	1,320	0,0	Pen
4	204	13.05.04	1682	1708	-1569	16,53	73,7	10,6	710,0	703,0	0,7	0,6	16,8E-4	90,7	111,5	1,249	813,8	1,306	1,324	0,0	Pen
5	208	20.02.06	1706	1717	-1586	17,10	74,0	7,4	726,0	715,0	0,8	0,7	15,6E-4	66,9	82,4	1,318	812,1	1,240	1,264	0,0	Pen
6	281	11.12.10	1707	1722	-1583	12,52	73,5	1,2	799,3	786,7	2,4	2,3	13,8E-4	1,6	2,0	2,102	815,8	1,025	1,048	0,0	КМГ
7	283	01.10.13	1700	1710	-1568	11,45	71,6	5,7	729,3	724,3	1,5	1,4	11,4E-4	54,5	66,4	1,342	820,8	1,226	1,240	0,0	КМГ
8	256	27.07.13	1709	1711	-1579	11,13	75,2	8,6	699,8	695,6	1,6	1,6	23,0E-4	85,1	102,8	1,318	827,9	1,343	1,350	0,0	КМГ
9	256	19.10.13	1709	1711	-1579	11,29	77,2	9,2	718,8	715,3	1,0	1,0	21,2E-4	90,8	109,8	1,343	827,0	1,320	1,325	0,0	КМГ
10	257	06.01.17	1697	1705	-1570	16,80	75,2	10,0	713,6	702,3	1,2	1,2	24,3E-4	103,5	125,6	1,570	823,9	1,335	1,353	3,5	КМГ
11		22.10.17	1707	1724	-1585	13,80	73,5	4,2	766,0	755,0	1,5	1,4	14,7E-4	46,7	57,0	1,371	819,0	1,153	1,175	0,0	КМГ
12	430	22.10.17	1707	1724	-1585	13,80	73,5	4,2	764,0	753,0	1,5	1,4	17,0E-4	47,6	58,2	1,356	818,0	1,155	1,177	0,0	КМГ
Среднее значение:					-1580	17,0	72	10,1				0,9		90,3		1,266	823,7		1,322		
Горизонт Ю-II, Южный свод																					
1	282	26.11.11	1779	1794	-1654	16,0	78,0	12,4	682,6	677,3	1,1	1,0	20,8E-4	125,0	152,2	1,210	821,5	1,427	1,438	-0,1	CN
2	284	11.10.12	1772	1782	-1648	23,0	78,9	19,7	694,7	687,9	0,6	0,6	29,8E-4	172,5	210,0	1,137	821,3	1,464	1,476	0,0	КМГ
3	284	22.11.12	1772	1782	-1648	17,2	78,6	11,6	688,5	680,6	0,5	0,5	20,6E-4	118,0	143,7	1,196	821,2	1,400	1,416	-0,1	CN
4	248	21.07.13	1769	1786	-1645	16,0	77,8	11,3	742,6	736,3	1,2	1,2	25,8E-4	83,4	102,3	1,241	815,8	1,238	1,253	0,0	КМГ
5	470	12.01.16	1778	1796	-1652	13,3	77,9	12,4	706,1	704,1	0,7	0,6	22,5E-4	111,7	135,8	1,208	823,0	1,357	1,360	0,0	КМГ
6	470	26.11.16	1778	1796	-1652	13,7	66,9	7,2	730,0	720,0	0,9	0,8	20,2E-4	86,2	105,4	1,080	818,0	1,275	1,296	-2,1	КМГ
Среднее значение:					-1650	16,4	78,3	12,1				0,8		118,2		1,205	821,9		1,389		

Продолжение Т.П.2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Горизонт Ю-III																					
1	7	17.07.90	1806	1824	-1688	19,3	72,0	9,7	688,0	672,3	1,1	1,1		82,6	103,1	0,940	801,0	1,300	1,332	-1,8	ТЗ
2	11	06.09.90	1834	1847	-1714	19,2	74,0	12,4	650,0	639,5	3,5	3,5		51,6	63,7	0,867	810,0	1,270	1,292	3,5	ТЗ
3	14	04.09.91	1836	1843	-1713	18,7	74,0	10,6	720,0	706,1	3,6	3,6		46,5	57,6	1,045	807,0	1,160	1,184	2,4	ТЗ
4	13	10.11.91	1861	1871	-1739	20,4	74,0	12,5	740,0	726,1	1,4	1,4		103,5	127,0	1,119	815,0	1,150	1,173	9,4	ТЗ
5	9	06.06.92	1841	1852	-1720	19,3	74,0	11,6	724,0	710,7	1,2	1,2		83,7	102,8	1,045	814,0	1,340	1,366	-7,1	Уз
6	19	13.09.92	1868	1891	-1753	19,3	75,0	12,3	736,7	724,5	1,1	1,0		89,1	109,5	1,025	813,9	1,320	1,343	-6,9	Уз
7	28	13.06.93	1876	1895	-1766	19,8	75,0	11,8	744,5	730,3	1,2	1,2		117,4	143,8		816,4	1,300	1,326	-1,4	Уз
8	29	29.08.93	1855	1868	-1735	19,5	74,0	18,9	744,0	742,9	1,3	1,3		120,4	147,9	1,093	814,0	1,370	1,372	-7,2	Уз
9	30	11.04.94	1866	1869	-1744	18,6	75,0	13,9	642,0	634,8	1,2	1,2		80,8	98,8		818,0	1,350	1,366	5,4	ТЗ
10	29	27.11.96	1855	1868	-1735	18,9	77,0	12,1	692,0	680,8	1,8	1,8	19,2E-4	142,7	173,0	0,876	825,0	1,350	1,373	1,7	Мун
11	28	02.07.97	1891	1895	-1771	19,8	75,0	11,2	757,6	742,2	1,3	1,2		129,6	159,0		815,3	1,270	1,298	0,6	Уз
12	30	17.06.98	1876	1882	-1752	19,0	80,0	12,8	720,0	709,3	1,4	1,4	17,8E-4	125,7	152,9	0,922	822,0	1,180	1,198	10,4	Мун
13	22	28.06.98	1830	1840	-1706	18,6	81,0	14,3	785,0	777,0	1,6	1,6	37,5E-4	120,0	147,2	0,824	815,0	1,094	1,106	13,8	Мун
14	22	25.11.00	1830	1840	-1706	19,0	81,0	14,8	671,5	665,1	0,5	0,4	22,6E-4	131,8	160,9	1,183	819,0	1,452	1,472	0,0	Pen
15	29	21.11.00	1855	1868	-1736	19,0	81,0	15,1	677,8	672,4	0,5	0,4	20,2E-4	132,8	162,2	1,177	818,8	1,439	1,456	0,0	Pen
16	312	22.11.00	1834	1849	-1717	19,0	81,0	15,0	677,7	671,5	0,4	0,4	23,0E-4	137,1	167,4	1,178	819,1	1,447	1,467	0,0	Pen
17	334	24.11.00	1850	1856	-1711	19,0	81,0	14,8	671,5	665,1	0,5	0,4	22,6E-4	131,8	160,9	1,183	819,0	1,452	1,472	0,0	Pen
18	312	01.10.03	1834	1849	-1717	16,4	78,8	15,1	670,0	669,0	0,5	0,5	15,8E-4	136,9	167,3	1,159	818,4	1,458	1,467	0,0	Pen
19	316	20.06.05	1838	1855	-1720	17,0	79,3	15,2	683,0	681,0	0,5	0,5	22,4E-4	136,4	165,9	1,179	822,0	1,439	1,450	0,0	Pen
20	335	21.06.05	1846	1852	-1717	17,0	80,9	14,6	675,0	671,0	0,4	0,4	20,5E-4	133,5	163,2	1,195	818,1	1,448	1,463	0,0	Pen
21	343	18.03.08	1824	1837	-1702	15,2	80,1	11,1	695,2	677,3	0,6	0,6	63,5E-4	151,3	182,6	1,269	828,6	1,468	1,483	0,0	КМГ
22	346	30.03.08	1856	1864	-1732	15,3	79,0	13,7	701,2	697,6	0,6	0,6	32,9E-4	153,1	185,3	1,248	826,4	1,451	1,457	0,0	КМГ
23	348	09.06.08	1874	1879	-1738	15,8	82,2	10,2	703,0	692,6	0,6	0,6	26,5E-4	129,1	157,2	1,312	821,5	1,410	1,429	0,0	КМГ
24	349	10.06.08	1861	1870	-1737	15,6	81,2	11,6	705,6	695,8	0,6	0,6	34,5E-4	138,1	167,0	1,297	827,1	1,426	1,440	0,0	КМГ
25	345	11.06.08	1868	1874	-1744	15,6	81,8	10,6	701,0	692,8	0,7	0,6	23,7E-4	125,0	151,3	1,294	825,7	1,401	1,418	0,6	КМГ
26	353	20.12.09	1856	1864	-1732	15,2	80,8	15,2	667,4	667,3	0,6	0,6	28,0E-4	162,0	196,3	1,153	825,2	1,519	1,519	-0,1	CN
27	353	21.12.09	1847	1852	-1732	14,8	80,3	13,7	680,4	678,9	0,7	0,6	20,3E-4	136,1	165,8	1,243	821,3	1,456	1,460	0,0	КМГ
28	354	21.12.09	1852	1862	-1734	15,2	79,6	14,9	677,1	676,5	0,7	0,7	23,6E-4	157,0	190,4	1,128	824,6	1,481	1,482	-0,1	CN
29	354	22.12.09	1852	1862	-1734	14,7	81,0	13,6	677,0	675,7	0,6	0,6	18,6E-4	135,2	164,6	1,149	821,4	1,454	1,457	-0,7	КМГ
30	345	16.09.10	1856	1864	-1733	16,0	81,3	13,9	681,8	679,1	0,7	0,6	29,7E-4	134,5	163,6	1,244	821,7	1,451	1,458	0,0	КМГ
31	357	23.09.11	1824	1834	-1697	15,1	80,3	12,8	690,2	684,9	0,6	0,6	32,8E-4	129,8	159,0	1,232	816,9	1,415	1,424	0,0	КМГ
32	355	13.12.11	1835	1844	-1709	15,6	80,5	13,9	681,6	679,0	0,9	0,8	23,1E-4	135,0	163,4	1,162	826,1	1,445	1,450	-0,2	CN
33	358	14.12.11	1872	1879	-1743	15,6	80,4	14,9	679,8	678,7	0,7	0,7	25,0E-4	142,0	171,8	1,153	826,6	1,458	1,461	-0,1	CN
34	361	09.12.12	1867	1871	-1734	15,2	80,7	13,6	681,0	676,9	0,7	0,6	32,0E-4	135,2	164,6	1,182	821,5	1,441	1,447	0,0	КМГ
35	349	23.07.13	1846	1854	-1721	15,5	79,6	14,6	666,3	664,4	1,0	1,0	30,6E-4	148,5	179,5	1,211	827,4	1,512	1,516	0,0	КМГ
36	291	14.11.13	1841	1846	-1715	15,9	78,9	8,4	710,3	697,0	1,1	1,0	26,3E-4	103,4	126,4	1,349	818,4	1,348	1,374	0,0	КМГ

Продолжение Т.П.2.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
37	253	05.05.14	1835	1843	-1708	15,4	79,7	14,1	693,3	690,4	0,7	0,7	32,5E-4	134,8	163,0	1,155	826,6	1,417	1,421	0,0	КМГ
38	255	27.11.15	1852	1863	-1728	15,2	79,1	14,0	691,7	675,9	0,6	0,6	19,9E-4	139,0	168,1	1,188	826,8	1,434	1,438	0,0	КМГ
39	365	10.01.16	1867	1875	-1740	15,1	80,3	14,2	692,3	691,0	1,0	1,0	21,4E-4	133,8	161,6	1,161	828,2	1,421	1,424	0,0	КМГ
40	501	29.06.16	1897	1904	-1766	13,4	73,2	5,4	775,0	762,0	2,0	1,9	19,7E-4	47,0	55,3	1,276	850,0	1,175	1,199	-0,1	КМГ
41	445	27.05.17	1833	1843	-1704	15,5	79,8	14,5	675,0	673,0	0,6	0,6	33,5E-4	141,1	171,6	1,162	822,0	1,460	1,464	0,1	КМГ
42	356	29.06.17	1820	1837	-1699	15,4	79,6	14,2	690,0	688,0	0,7	0,7	25,2E-4	137,1	165,4	0,844	829,0	1,369	1,373	0,0	КМГ
43	500	04.08.17	1865	1869	-1735	15,3	80,1	12,3	596,0	592,0	0,8	0,7	25,2E-4	122,1	148,5	1,181	822,0	1,621	1,633	0,0	КМГ
Среднее значение:					-1727	19,2	78,8	14,9				0,8		134,8		1,177	821,5		1,469		

0,7 - расчётный параметр -аномальные значения параметров
 КМГ - ТОО НИИ "Каспиймунайгаз", Уз - УзбекНИПИнефть, Рен - Ренсор, ТЗ - Тогуз, СН - ТОО "СНЕС", Мун - ТОО "Мунайгазгеолсервис"

Продолжение Т.П.2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
73	345	1868-1874	Ю-III	11.06.08	824,6	3,2	-	13,3	0,3	0,1	0,6	8,8	57,9	-8	-7	12,9	7,02	5,44	4,42	0,03	80,0	3,0	13,0	22,0	31,0	47,0	ТОО "КМГ"
78	353	1847-1852	Ю-III	22.12.09	821,3	15,2	-	9,5	0,1	0,1	1,0	6,4	56,0	-12	-7	29,8			4,21	0,03	65,0	5,0	16,0	26,0	34,0	47,0	ТОО "КМГ"
79	354	1852-1862	Ю-III	22.12.09	820,0	12,2	-	9,0	0,1	0,1	1,1	6,5	56,0	-1	-7	18,5	8,0	5,41	4,14	0,03	50,0	8,0	17,0	27,0	36,0	50,0	ТОО "КМГ"
72	345	1856-1864	Ю-IIIa	16.09.10	818,2	19,3	-	17,4	0,2	0,1	0,8	10,4	54,0	19	-7	22,1			4,12	0,07	85,0	2,0	13,0	23,0	31,0	45,0	ТОО "КМГ"
81	357	1824-1834	Ю-III	23.09.11	820,7	8,7	-	8,6		0,1	1,1	6,0	56,0	-16	-7	12,3	6,39		3,56	0,03	80,0	4,0	12,0	19,0	25,0	36,0	ТОО "КМГ"
82	360	1847-1851	Ю-III	08.11.12	822,5	68,3	1,1	9,2	0,7	0,1	1,2	7,9	55,0	-21	-7	12,9			3,8	0,08	55,0	7,0	20,0	30,0	39,0	52,0	ТОО "КМГ"
83	361	1866-1870	Ю-III	09.12.12	832,9	7,6		9,1	0,6	0,1	1,1	7,7	54,4	-9	-7	15,3		4,97		0,06	50,0	8,0	20,0	30,0	37,0	52,0	ТОО "КМГ"
76	349	1846-1854	Ю-IIIa	23.07.13	824,2	58,5	0,06	7,1		0,1	1,0	7,0	55,0	2	-7	10,4	6,15	4,73	3,83	0,06	68,0	4,0	17,0	27,0	37,0	49,0	ТОО "КМГ"
70	291	1840-1845	Ю-IIIa	14.11.13	825,9	19,3	отс.	8,7	отс.	0,1	1,1	3,3	55,0	15	-7	12,3	8,07	5,50	4,08	0,70	70,0	4,0	14,0	23,0	29,0	41,0	ТОО "КМГ"
68	253	1835-1843	Ю-IIIa	05.05.14	835,0	36,7		12,5	отс.	0,1	1,1	6,0	55,6	18	-7		12,19	7,90	5,81	0,01	50,0	8,0	22,0	34,0	42,0	51,0	ТОО "КМГ"
69	255	1852-1863	Ю-III	27.11.15	829,3	184	0,18	11,9	отс.	0,03	0,8	6,1	55,4	18	-20	13,8	7,91	5,86	4,52	0,03	50,0	6,0	16,0	25,0	32,0	44,0	ТОО "КМГ"
84	365	1867-1875	Ю-III	10.01.16	831,4	14,8	отс.	11,1	отс.	0,1	0,8	4,2	54,8	18	-12	13,4	7,97	5,94	4,62	0,05	75,0	4,0	13,0	21,0	28,0	39,0	ТОО "КМГ"
87	501*	1897-1904	Ю-III	29.06.16	846,6	206	0,18	14,4	0,5	0,2	2,4	7,7	54,8	27	-5		22,55	13,78	9,32	0,06	90,0	1,0	6,0	11,0	16,0	29,0	ТОО "КМГ"
85	445	1833-1843	Ю-III	27.05.17	823,0	20,9	отс.	10,1	отс.	0,1	1,4	4,4	57,2	-12	-25	11,4	6,17	4,7	3,76	0,04	65,0	4,0	14,0	22,0	30,0	43,0	ТОО "КМГ"
80	356	1820-1837	Ю-III	29.06.17	829,0	183	0,2	11,2	отс.	0,1	1,4	4,6	56,1	8	-15	34,1	10,3	6,21	4,39	0,02	80,0	2,0	11,0	21,0	30,0	40,0	ТОО "КМГ"
86	500	1865-1869	Ю-III	04.08.17	821,3	16,9	отс.	9,9	отс.	0,02	1,4	4,6	57,9	6	-25	10,2	5,77	4,5	3,64	0,05	60,0	4,0	15,0	27,0	37,0	48,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение III объект:					824,4	38,4	0,37	9,9	0,4	0,1	1,0	9,6	55,9	7,3	-10,3	16,0	8,2	5,5	4,3	0,1	62,7	5,9	15,7	25,1	34,1	45,2	
Южный свод																											
88	284	1172-1777	Ю-II	11.10.12	825,5	27,8		8,5	отс.	0,1	1,2	3,2	56,0	-12,0	-7,0	11,2			4,3	0,0	60,0	6,0	18,0	28,0	36,0	50,0	ТОО "КМГ"
89	248	1769-1786	Ю-II	21.07.13	823,7	17,8		13,3	2,6	0,1	1,2	6,0	56,0	-7,0	-7,0	9,5			3,8	0,1	60,0	7,0	17,0	26,0	34,0	45,0	ТОО "КМГ"
90	470	1778-1796	Ю-II	12.01.16	827,5	11,9	отс.	10,8	отс.	0,1	1,0	6,2	55,6	12,0	-20,0	12,2	7,2	5,4	4,2	0,1	55,0	4,0	9,0	18,0	28,0	43,0	ТОО "КМГ"
91	470	1778-1796	Ю-II	26.11.16	817,0	34,7	0,03	8,8	отс.	0,1	0,9	4,6	55,8	6,0	-20,0	7,8	5,1	4,0	3,3	0,0	60,0	5,0	15,0	22,0	30,0	42,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение V объект Южный свод					823,4	23,1		10,4	2,6	0,1	1,1	5,0	55,9	-0,3	-13,5	10,2	6,2	4,7	3,9	0,0	58,8	5,5	14,8	23,5	32,0	45,0	

■ -аномальные значения параметров

*-некондиционные пробы

Т.П.2.3.3 - Физико-химические свойства стабильного конденсата

№№ п/п	№№ скважины	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата отбора проб	Плотность, кг/м³	Содержание солей, мг/дм³	Содержание, масс%					Парафин		Температура, °С			Кинематическая вязкость, мм²/с				Кисл. число, мг/кон гр	Фракционный состав, %						Организация, проводящая исследования
							воды	смола силиконовых	асфальтенов	серы	кокса	%	температура плавления °С	застывание	вспышки	20°С	30°С	40°С	50°С	Н.К.°С		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	27	28	
1	343	1574-1576	М-1	28.08.2021	720,9	562,5	0,54	1,66	-	0,05	0,09	1,46	53,3	-87	-29	0,90	0,84	0,71		0,06	30	21,0	36,0	51,0	69,0	85,0	КМГ	

Т.П.2.3.4 - Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования

Горизонт	Северный свод				Южный свод			
	М-П-1-2	Ю-0-1	Ю-0-2	Ю-1	М-П-1	Ю-0	Ю-П	Ю-П
Компонент	моль %	моль %	моль %	моль %	моль %	моль %	моль %	моль %
N ₂	3,9	2,3	2,52	2,52	2,66	2,05	1,24	2,08
CO ₂	0,08	0,06	0,05	0,05	0,05	0,09	0,54	0,03
C ₁	60,6	55,12	59,1	59,1	50,73	53,88	59,24	53,61
C ₂	9,28	12,5	12,71	12,71	13,85	14,61	14,38	15,41
C ₃	11,38	15,6	12,22	12,22	15,48	15,15	11,87	14,43
i-C ₄	3,34	2,25	2,61	2,61	3,63	2,53	2,21	2,1
n-C ₄	6,39	6,7	6,17	6,17	7,31	6,58	5,14	5,69
i-C ₅	1,57	1,77	1,43	1,43	1,99	1,47	1,35	1,3
n-C ₅	1,86	2	1,67	1,67	1,92	1,94	1,69	1,87
pC ₆	0,84	0,87	0,78	0,78	1,33	1,03	2,35	1,79
pC ₇	0,44	0,48	0,43	0,43	0,47	0,46	0	1,06
pC ₈	0,27	0,29	0,25	0,25	0,47	0,19		0,51
pC ₉₊	0,05	0,07	0,05	0,05	0,11	0,03		0,1
Сумма	100	100	100	100	100	100	100	100
Свойства газа								
Плотность, кг/м ³	1,183	1,242	1,178	1,178	1,311	1,242	1,175	1,271
Отн. плотность	0,982	1,031	0,978	0,978	1,088	1,031	0,975	1,055
Молярная масса, г/моль	23,9	23,8	24	24	23,9	23,8	24	23,8
Теплотворная способность								
Высшая, кДж/м ³	59697	63527	60320	60320	66646	63566	60437	64788
Низшая, кДж/м ³	54548	58105	55115	55115	61018	58140	55212	59271

Т.П. 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0			83				142,9			2	2		58	54	25	7,2	54,6	127,4
2024	0			83				142,9			5	5		53	50	25	6,3	59,1	143,7
2025	0			83				142,9			5	5		48	45	25	5,5	64,3	153,8
2026	0			83				142,9			5	5		43	41	25	4,7	68,6	146,9
2027	0			83				142,9			6	5	1	38	36	24	4,1	72,0	151,2
2028	0			83				142,9			7	6	1	32	31	23	3,6	74,6	140,3
2029	0			83				142,9			8	6	2	26	25	21	3,1	74,3	123,5
2030	0			83				142,9			10	8	2	18	18	19	2,7	73,3	101,0
2031	0			83				142,9			7	3	4	15	15	15	2,4	71,9	88,1
2032	0			83				142,9			5	3	2	12	12	13	2,0	70,1	84,9

Т.П. 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	146,3	2,8	19,1	4525,2	88,0	0,224	1106,1	1029,8	11352,6	10636,3	86,8	1115,9	5922,2	100,0	46,9	7,313	213,522
2024	121,6	2,4	19,7	4646,9	90,4	0,230	1146,3	1081,5	12499,0	11717,8	89,4	1259,2	7181,4	110,0	52,1	7,299	220,821
2025	96,2	1,9	19,4	4743,1	92,2	0,235	1134,2	1063,3	13633,1	12781,1	91,5	1347,7	8529,1	120,0	57,2	6,253	227,074
2026	75,3	1,5	18,8	4818,4	93,7	0,238	1089,9	1039,2	14723,0	13820,3	93,1	1287,0	9816,1	120,0	61,4	5,273	232,347
2027	58,3	1,1	18,0	4876,7	94,8	0,241	1018,0	964,4	15741,0	14784,7	94,3	1296,1	11112,3	130,0	65,5	4,079	236,426
2028	43,7	0,8	16,4	4920,4	95,7	0,243	909,7	881,3	16650,8	15666,0	95,2	1154,0	12266,3	130,0	68,7	3,060	239,485
2029	31,4	0,6	14,1	4951,8	96,3	0,245	750,0	721,1	17400,7	16387,1	95,8	949,0	13215,3	130,0	71,1	2,201	241,687
2030	20,6	0,4	10,8	4972,5	96,7	0,246	558,6	558,6	17959,3	16945,7	96,3	705,5	13920,8	130,0	72,7	1,445	243,131
2031	13,5	0,3	7,9	4986,0	96,9	0,247	413,1	413,1	18372,4	17358,8	96,7	520,8	14441,5	130,0	73,9	0,947	244,079
2032	9,6	0,2	6,1	4995,6	97,1	0,247	329,5	329,5	18701,9	17688,3	97,1	414,8	14856,3	130,0	74,8	0,673	244,752

Т.П. 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0			12				24,5			1	1		12	12	3	18,5	116,0	151,9
2024	0			12				24,5			1	1		11	11	3	17,3	128,2	152,5
2025	0			12				24,5			1	1		10	10	3	16,2	139,6	150,2
2026	0			12				24,5			1	1		9	9	3	15,1	147,8	142,8
2027	0			12				24,5			3	3		6	6	3	14,2	157,6	125,9
2028	0			12				24,5			1	1		5	5	3	13,2	170,9	109,8
2029	0			12				24,5			1	1		4	4	3	12,4	175,2	91,6
2030	0			12				24,5			1	1		3	3	3	11,6	177,7	82,2
2031	0			12				24,5			0			3	3	3	10,8	178,9	89,5
2032	0			12				24,5			1	1		2	2	3	10,1	173,7	71,1

Т.П. 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	82,5	1,8	4,7	3004,7	64,1	0,326	517,2	517,2	6111,3	4857,8	84,0	159,6	1709,1	30,0	23,4	6,210	245,388
2024	71,0	1,5	4,2	3075,7	65,6	0,334	525,7	525,7	6636,9	5383,5	86,5	160,4	1869,4	30,0	23,9	5,341	250,729
2025	60,6	1,3	3,8	3136,2	66,9	0,341	522,4	522,4	7159,3	5905,8	88,4	157,9	2027,3	30,0	24,3	4,559	255,288
2026	51,2	1,1	3,3	3187,5	68,0	0,346	500,1	500,1	7659,5	6406,0	89,8	150,1	2177,4	30,0	24,6	3,856	259,144
2027	37,4	0,8	2,5	3224,9	68,8	0,350	415,9	415,9	8075,4	6821,9	91,0	132,3	2309,8	32,0	24,9	2,813	261,957
2028	25,9	0,6	1,8	3250,7	69,4	0,353	333,8	333,8	8409,2	7155,7	92,3	115,5	2425,2	35,0	25,3	1,946	263,903
2029	19,8	0,4	1,4	3270,5	69,8	0,355	279,4	279,4	8688,6	7435,1	92,9	96,3	2521,5	35,0	25,5	1,487	265,390
2030	14,3	0,3	1,0	3284,8	70,1	0,357	219,9	219,9	8908,5	7655,0	93,5	86,4	2607,9	40,0	25,8	1,079	266,469
2031	11,6	0,2	0,8	3296,4	70,4	0,358	192,0	192,0	9100,5	7847,0	93,9	94,1	2701,9	50,0	26,3	0,875	267,344
2032	8,9	0,2	0,6	3305,4	70,6	0,359	152,8	152,8	9253,2	7999,8	94,2	74,8	2776,7	50,0	26,6	0,671	268,014

Т.П. 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0			67				132,0			1	1		38	21	11	39,9	155,4	947,8
2024	0			67				132,0			4	4		34	19	11	37,2	170,0	967,9
2025	0			67				132,0			4	4		30	17	11	34,5	186,0	878,4
2026	0			67				132,0			1	1		29	18	11	27,9	203,5	848,4
2027	0			67				132,0			4	4		25	16	11	23,5	222,7	791,6
2028	0			67				132,0			5	5		20	13	11	20,4	243,7	682,5
2029	0			67				132,0			1	1		19	14	11	17,9	258,4	681,1
2030	0			67				132,0			1	1		18	15	11	15,7	272,0	674,4
2031	0			67				132,0			2	2		16	15	11	13,8	284,4	641,8
2032	0			67				132,0			1	1		15	15	11	12,1	295,6	606,2

Т.П. 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	570,5	1,4	17,1	38161,7	93,3	0,766	2223,6	1228,9	48917,0	10111,9	74,3	3653,1	61741,8	145,9	83,9	94,482	6297,656
2024	509,7	1,2	18,5	38671,5	94,5	0,776	2326,9	1300,3	51243,9	11412,3	78,1	3730,8	65472,6	145,9	86,0	84,414	6382,071
2025	400,8	1,0	17,8	39072,2	95,5	0,784	2159,1	1223,5	53403,0	12635,7	81,4	3385,6	68858,2	145,9	87,8	66,371	6448,441
2026	295,9	0,7	16,0	39368,2	96,2	0,790	2155,5	1337,9	55558,5	13973,6	86,3	3270,2	72128,4	145,9	89,4	49,005	6497,446
2027	216,9	0,5	14,0	39585,1	96,7	0,794	2056,5	1316,2	57615,0	15289,8	89,5	3051,1	75179,5	145,9	90,8	35,925	6533,371
2028	150,8	0,4	11,3	39735,9	97,1	0,798	1801,0	1170,7	59416,1	16460,5	91,6	2630,8	77810,3	145,9	92,0	24,968	6558,339
2029	125,9	0,3	10,6	39861,8	97,4	0,800	1816,2	1338,2	61232,3	17798,8	93,1	2625,4	80435,7	145,9	93,1	20,853	6579,192
2030	104,9	0,3	9,9	39966,7	97,7	0,802	1813,5	1511,3	63045,8	19310,0	94,2	2599,5	83035,2	145,9	94,2	17,369	6596,561
2031	84,4	0,2	8,8	40051,1	97,9	0,804	1737,6	1629,0	64783,4	20939,0	95,1	2473,7	85508,9	145,9	95,1	13,975	6610,536
2032	67,7	0,2	7,8	40118,8	98,0	0,805	1650,6	1650,6	66433,9	22589,6	95,9	2336,7	87845,6	145,9	96,0	11,216	6621,752

Т.П. 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0			21				26,6			0			22	20	3	17,1	42,1	78,7
2024	0			21				26,6			0			22	20	3	13,3	41,7	75,0
2025	0			21				26,6			0			22	21	3	10,4	41,2	72,0
2026	0			21				26,6			0			22	21	3	8,1	40,8	69,5
2027	0			21				26,6			0			22	21	3	6,2	40,4	67,3
2028	0			21				26,6			2	2		20	20	3	4,7	40,0	62,7
2029	0			21				26,6			2	2		18	18	3	3,8	39,6	55,6
2030	0			21				26,6			5	5		13	13	3	3,0	39,2	44,7
2031	0			21				26,6			2	2		11	11	3	2,3	38,8	33,8
2032	0			21				26,6			5	5		6	6	3	1,8	38,5	23,9

Т.П. 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	116,9	9,6	20,0	750,9	61,6	0,095	287,2	261,1	1328,0	1278,4	59,3	82,7	190,4	25,0	11,7	10,688	72,307
2024	91,1	7,5	19,5	842,0	69,1	0,106	284,3	258,5	1612,3	1536,9	68,0	78,8	269,3	25,0	13,8	8,324	80,631
2025	70,9	5,8	18,8	912,9	74,9	0,115	281,5	268,7	1893,8	1805,6	74,8	75,7	344,9	25,0	15,3	6,483	87,114
2026	55,2	4,5	18,0	968,2	79,4	0,122	278,7	266,0	2172,5	2071,6	80,2	73,0	418,0	25,0	16,4	5,049	92,162
2027	42,0	3,4	16,8	1010,2	82,9	0,127	275,9	263,4	2448,5	2335,0	84,8	70,7	488,7	25,0	17,3	3,843	96,005
2028	30,6	2,5	14,7	1040,8	85,4	0,131	261,5	261,5	2710,0	2596,5	88,3	65,9	554,6	25,0	17,9	2,798	98,803
2029	22,6	1,9	12,7	1063,4	87,2	0,134	234,3	234,3	2944,3	2830,8	90,4	58,4	613,0	25,0	18,4	2,066	100,869
2030	14,5	1,2	9,3	1077,9	88,4	0,136	190,5	190,5	3134,7	3021,3	92,4	47,0	660,0	25,0	18,8	1,321	102,190
2031	8,7	0,7	6,1	1086,6	89,1	0,137	145,3	145,3	3280,0	3166,6	94,0	35,6	695,6	25,0	19,0	0,793	102,983
2032	4,8	0,4	3,7	1091,4	89,5	0,137	103,2	103,2	3383,2	3269,8	95,3	25,1	720,7	25,0	19,2	0,443	103,426

Т.П. 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0			8				13,1			1	1		5	5	3	21,6	130,0	172,4
2024	0			8				13,1			1	1		4	4	3	16,6	130,0	134,6
2025	0			8				13,1			1	1		3	3	3	12,8	130,0	99,0
2026	0			8				13,1			1	1		2	2	3	9,9	130,0	65,0
2027	0			8				13,1			1	1		1	1	3	7,6	130,0	32,1
2028	0			8				13,1			0			1	1	3	5,9	130,0	31,9
2029	0			8				13,1			1		1	1	1	2	4,5	130,0	38,4
2030	0			8				13,1			0			1	1	2	3,5	130,0	47,2
2031	0			8				13,1			0			1	1	2	2,7	130,0	47,0
2032	0			8				13,1			0			1	1	2	2,1	130,0	46,8

Т.П. 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	35,5	2,8	28,3	1161,0	92,8	0,384	213,5	213,5	2864,1	2317,4	83,4	181,2	2069,0	80,0	59,1	3,546	123,118
2024	21,9	1,7	24,3	1182,9	94,6	0,391	170,8	170,8	3034,9	2488,2	87,2	141,5	2210,5	80,0	60,1	2,187	125,306
2025	12,6	1,0	18,6	1195,5	95,6	0,395	128,1	128,1	3163,0	2616,3	90,1	104,1	2314,6	80,0	60,8	1,265	126,570
2026	6,5	0,5	11,7	1202,0	96,1	0,397	85,4	85,4	3248,4	2701,7	92,4	68,4	2383,0	80,0	61,2	0,650	127,221
2027	2,5	0,2	5,1	1204,5	96,3	0,398	42,7	42,7	3291,1	2744,4	94,1	33,8	2416,8	80,0	61,4	0,251	127,471
2028	1,9	0,2	4,2	1206,4	96,4	0,399	42,7	42,7	3333,8	2787,1	95,5	33,5	2450,3	80,0	61,6	0,193	127,665
2029	1,5	0,1	3,3	1207,9	96,6	0,399	42,7	42,7	3376,5	2829,9	96,5	33,2	2483,5	80,0	61,8	0,149	127,814
2030	1,1	0,1	2,7	1209,1	96,6	0,400	42,7	42,7	3419,2	2872,6	97,3	33,1	2516,6	80,0	62,0	0,115	127,929
2031	0,9	0,1	2,1	1210,0	96,7	0,400	42,7	42,7	3461,9	2915,3	97,9	32,9	2549,5	80,0	62,2	0,089	128,017
2032	0,7	0,1	1,7	1210,7	96,8	0,400	42,7	42,7	3504,6	2958,0	98,4	32,8	2582,3	80,0	62,4	0,068	128,085

Т.П. 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	5	5	0	135	112	42	20,0	91,5	329,3
2024	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	11	11	0	124	104	42	18,0	98,3	340,6
2025	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	11	11	0	113	96	42	15,7	103,6	321,6
2026	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	8	8	0	105	91	42	13,0	110,0	307,5
2027	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	14	13	1	92	80	41	10,8	114,9	294,2
2028	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	15	14	1	78	70	40	8,9	117,9	262,6
2029	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	13	10	3	68	62	37	8,1	125,1	259,3
2030	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	17	15	2	53	50	35	7,5	136,4	254,4
2031	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	11	7	4	46	45	31	7,0	148,8	251,1
2032	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	12	10	2	36	36	29	6,5	160,8	249,9

Т.П. 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	951,7	1,8	14,4	47603,5	89,3	0,526	4347,7	3250,5	70572,9	29201,8	78,1	5192,6	71632,5	111,5	76,7	122,239	6951,992
2024	815,3	1,5	14,4	48418,8	90,9	0,535	4454,1	3336,8	75027,0	32538,6	81,7	5370,7	77003,2	114,7	78,5	107,566	7059,557
2025	641,2	1,2	13,2	49060,0	92,1	0,542	4225,2	3206,0	79252,2	35744,5	84,8	5070,9	82074,1	116,1	80,1	84,931	7144,488
2026	484,2	0,9	11,5	49544,2	93,0	0,547	4109,7	3228,7	83361,9	38973,2	88,2	4848,8	86922,9	116,3	81,5	63,833	7208,321
2027	357,1	0,7	9,6	49901,4	93,7	0,551	3809,1	3002,6	87171,0	41975,9	90,6	4584,1	91507,0	120,2	82,8	46,909	7255,230
2028	252,9	0,5	7,5	50154,3	94,1	0,554	3348,8	2690,0	90519,8	44665,8	92,4	3999,6	95506,6	120,5	83,9	32,966	7288,195
2029	201,2	0,4	6,4	50355,5	94,5	0,556	3122,6	2615,8	93642,3	47281,6	93,6	3762,4	99269,0	122,3	84,9	26,756	7314,951
2030	155,5	0,3	5,3	50510,9	94,8	0,558	2825,2	2523,0	96467,6	49804,6	94,5	3471,5	102740,5	125,4	85,9	21,329	7336,280
2031	119,1	0,2	4,3	50630,1	95,0	0,559	2530,6	2422,0	98998,2	52226,6	95,3	3157,0	105897,5	127,9	86,7	16,678	7352,959
2032	91,8	0,2	3,5	50721,8	95,2	0,560	2278,7	2278,7	101276,9	54505,3	96,0	2884,2	108781,6	130,3	87,5	13,070	7366,029

Т.П. 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	83	2	0	0	142,9	0	0	2	2	0	60	56	25	7,2	54,2	128,6
2024	0	0	0	83	0	0	0	142,9	0	0	5	5	0	55	52	25	6,3	58,2	133,4
2025	0	0	0	83	2	0	0	142,9	0	0	5	5	0	52	49	25	5,5	62,4	131,9
2026	0	0	0	83	2	0	0	142,9	0	0	5	5	0	49	47	25	4,8	64,6	128,1
2027	0	0	0	83	2	0	0	142,9	0	0	6	5	1	46	44	24	4,2	65,4	124,2
2028	0	0	0	83	2	0	0	142,9	0	0	7	6	1	42	41	23	3,8	64,9	118,6
2029	0	0	0	83	0	0	0	142,9	0	0	8	6	2	36	35	21	3,4	62,6	108,4
2030	0	0	0	83	0	0	0	142,9	0	0	10	8	2	28	28	19	3,0	60,2	93,6
2031	0	0	0	83	0	0	0	142,9	0	0	7	3	4	25	25	15	2,6	57,8	88,2
2032	0	0	0	83	0	0	0	142,9	0	0	5	3	2	22	22	13	2,3	56,4	92,2
2033	0	0	0	83	0	0	0	142,9	0	0	0	0	0	22	22	13	2,0	56,2	92,4
2034	0	0	0	83	0	0	0	142,9	0	0	0	0	0	22	22	13	1,8	57,0	93,4
2035	0	0	0	83	0	0	0	142,9	0	0	0	0	0	22	22	13	1,5	57,9	94,8

Т.П. 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	148,7	2,9	19,5	4527,7	88,0	0,224	1115,9	1041,5	11362,3	10647,9	86,7	1126,2	5932,5	100,0	46,9	7,436	213,645
2024	126,2	2,5	20,5	4653,9	90,5	0,230	1169,1	1105,3	12531,4	11753,3	89,2	1168,3	7100,7	100,0	51,4	7,572	221,217
2025	102,2	2,0	20,9	4756,0	92,5	0,235	1165,2	1098,0	13696,6	12851,2	91,2	1155,1	8255,9	100,0	55,1	6,640	227,858
2026	84,5	1,6	21,8	4840,5	94,1	0,239	1137,6	1091,2	14834,2	13942,4	92,6	1121,8	9377,6	100,0	58,3	5,913	233,771
2027	70,2	1,4	23,2	4910,7	95,5	0,243	1084,0	1036,8	15918,2	14979,2	93,5	1064,8	10442,4	100,0	60,9	4,913	238,684
2028	58,0	1,1	25,0	4968,8	96,6	0,246	995,6	971,9	16913,8	15951,1	94,2	975,5	11418,0	100,0	63,0	4,063	242,747
2029	45,9	0,9	26,3	5014,6	97,5	0,248	851,6	828,0	17765,4	16779,1	94,6	832,9	12250,9	100,0	64,6	3,212	245,959
2030	33,2	0,6	25,9	5047,8	98,1	0,250	669,9	669,9	18435,3	17449,0	95,0	654,1	12905,0	100,0	65,8	2,323	248,282
2031	24,4	0,5	25,7	5072,3	98,6	0,251	534,9	534,9	18970,2	17983,9	95,4	521,5	13426,4	100,0	66,7	1,711	249,993
2032	19,1	0,4	27,0	5091,4	99,0	0,252	462,9	462,9	19433,1	18446,8	95,9	450,4	13876,9	100,0	67,4	1,337	251,329
2033	15,7	0,3	30,4	5107,1	99,3	0,253	433,2	433,2	19866,3	18880,0	96,4	420,7	14297,6	100,0	68,0	1,101	252,430
2034	13,7	0,3	38,1	5120,8	99,6	0,253	439,2	439,2	20305,5	19319,2	96,9	425,6	14723,2	100,0	68,7	0,957	253,387
2035	11,9	0,2	53,4	5132,6	99,8	0,254	446,6	446,6	20752,1	19765,8	97,3	432,0	15155,3	100,0	69,3	0,832	254,219

Т.П. 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	12	1	0	0	24,5	0	0	1	1	0	13	13	3	18,3	111,9	157,5
2024	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	1	0	12	12	3	16,6	118,2	165,6
2025	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	1	0	11	11	3	15,3	127,8	164,1
2026	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	1	0	10	10	3	14,1	134,6	157,7
2027	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	3	3	0	7	7	3	12,9	140,7	156,4
2028	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	1	0	6	6	3	11,6	148,1	148,6
2029	0	0	0	12	1	0	0	24,5	0	0	1	1	0	6	6	3	11,9	153,1	142,5
2030	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	1	0	5	5	3	12,5	160,9	139,8
2031	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	0	0	0	5	5	3	11,6	167,3	134,5
2032	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	1	0	4	4	3	10,9	172,4	125,7
2033	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	1	1	0	3	3	3	10,3	180,5	107,1
2034	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	0	0	0	3	3	3	9,6	192,7	102,2
2035	0	0	0	12	0	0	0	24,5	0	0	0	0	0	3	3	3	8,9	205,7	108,8

Т.П. 4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	87,4	1,9	5,0	3009,6	64,2	0,327	535,5	535,5	6129,6	4876,1	83,7	165,6	1715,0	30,0	23,4	7,273	246,451
2024	80,1	1,7	4,8	3089,6	65,9	0,336	569,1	569,1	6698,7	5445,2	85,9	174,1	1889,1	30,0	23,9	6,661	253,112
2025	68,4	1,5	4,3	3158,0	67,4	0,343	569,6	569,6	7268,3	6014,8	88,0	172,5	2061,6	30,0	24,3	5,688	258,800
2026	57,9	1,2	3,8	3216,0	68,6	0,349	551,6	551,6	7819,9	6566,4	89,5	165,8	2227,4	30,0	24,7	4,820	263,620
2027	43,2	0,9	2,9	3259,1	69,6	0,354	472,0	472,0	8291,9	7038,4	90,9	164,4	2391,8	35,0	25,2	3,592	267,212
2028	30,9	0,7	2,2	3290,0	70,2	0,357	395,1	395,1	8687,0	7433,5	92,2	156,2	2548,0	40,0	25,8	2,572	269,783
2029	29,4	0,6	2,1	3319,4	70,9	0,361	379,0	379,0	9066,0	7812,5	92,2	149,8	2697,8	40,0	26,3	2,445	272,229
2030	28,9	0,6	2,1	3348,3	71,5	0,364	371,8	371,8	9437,8	8184,3	92,2	147,0	2844,8	40,0	26,8	2,400	274,629
2031	25,0	0,5	1,9	3373,3	72,0	0,366	359,1	359,1	9796,8	8543,3	93,0	141,4	2986,1	40,0	27,2	2,080	276,708
2032	21,3	0,5	1,6	3394,5	72,5	0,369	336,7	336,7	10133,5	8880,0	93,7	132,1	3118,3	40,0	27,6	1,768	278,477
2033	16,3	0,3	1,3	3410,9	72,8	0,371	287,8	287,8	10421,4	9167,9	94,3	112,6	3230,9	40,0	27,9	1,360	279,837
2034	13,7	0,3	1,1	3424,6	73,1	0,372	275,7	275,7	10697,1	9443,6	95,0	107,5	3338,3	40,0	28,1	1,142	280,978
2035	12,7	0,3	1,0	3437,4	73,4	0,373	294,3	294,3	10991,4	9737,9	95,7	114,3	3452,7	40,0	28,4	1,060	282,038

Т.П. 4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	1	1	0	38	21	11	40,1	155,7	814,4
2024	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	4	4	0	34	19	11	38,2	171,9	705,9
2025	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	4	4	0	30	17	11	36,8	191,2	683,8
2026	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	1	1	0	29	18	11	31,5	212,7	704,1
2027	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	4	4	0	25	16	11	28,0	236,5	697,8
2028	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	5	5	0	20	13	11	25,6	262,8	636,9
2029	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	1	1	0	19	14	11	26,1	289,1	689,5
2030	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	1	1	0	18	15	11	23,3	307,4	688,3
2031	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	2	2	0	16	15	11	21,1	326,7	664,8
2032	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	1	1	0	15	15	11	19,1	346,3	639,5
2033	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	2	2	0	13	13	11	17,5	367,1	606,8
2034	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	0	0	0	13	13	11	15,7	386,3	616,6
2035	0	0	0	67	0	0	0	132,0	0	0	2	2	0	11	11	11	14,3	407,7	593,6

Т.П. 4.1.18 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	573,4	1,4	17,2	38164,6	93,3	0,766	2229,0	1231,8	48922,4	10114,9	74,3	3138,9	61227,6	125,0	83,2	94,959	6298,134
2024	522,5	1,3	19,0	38687,1	94,5	0,776	2353,4	1315,1	51275,8	11430,0	77,8	2720,9	63948,5	105,0	83,9	86,531	6384,665
2025	426,8	1,0	19,1	39113,9	95,6	0,785	2219,2	1257,5	53495,0	12687,6	80,8	2635,6	66584,0	110,0	84,7	70,682	6455,347
2026	333,6	0,8	18,5	39447,5	96,4	0,792	2252,5	1398,1	55747,4	14085,7	85,2	2713,9	69298,0	115,0	85,6	55,243	6510,591
2027	259,0	0,6	17,6	39706,6	97,0	0,797	2183,6	1397,5	57931,0	15483,2	88,1	2689,5	71987,5	120,0	86,5	42,893	6553,484
2028	188,9	0,5	15,5	39895,5	97,5	0,801	1942,7	1262,8	59873,8	16745,9	90,3	2455,0	74442,5	125,0	87,4	31,284	6584,768
2029	183,5	0,4	17,9	40078,9	97,9	0,804	2032,4	1497,5	61906,1	18243,5	91,0	2657,7	77100,2	130,0	88,4	30,379	6615,147
2030	155,4	0,4	18,4	40234,3	98,3	0,808	2050,0	1708,4	63956,1	19951,8	92,4	2653,0	79753,3	130,0	89,4	25,735	6640,882
2031	128,7	0,3	18,7	40363,1	98,6	0,810	1996,4	1871,6	65952,5	21823,4	93,6	2562,3	82315,6	130,0	90,3	21,320	6662,202
2032	106,7	0,3	19,1	40469,8	98,9	0,812	1933,7	1933,7	67886,2	23757,1	94,5	2465,0	84780,6	130,0	91,1	17,666	6679,868
2033	87,7	0,2	19,4	40557,5	99,1	0,814	1845,2	1845,2	69731,4	25602,3	95,2	2338,9	87119,6	130,0	91,8	14,527	6694,395
2034	74,0	0,2	20,3	40631,4	99,3	0,815	1814,5	1814,5	71545,9	27416,8	95,9	2376,5	89496,1	135,0	92,6	12,248	6706,643
2035	61,7	0,2	21,2	40693,1	99,4	0,817	1754,3	1754,3	73300,2	29171,1	96,5	2288,1	91784,2	135,0	93,3	10,219	6716,862

Т.П. 4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	0	0	0	22	20	3	17,1	42,1	78,7
2024	0	0	0	21	3	0	0	26,6	0	0	0	0	0	25	23	3	13,1	40,4	76,4
2025	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	0	0	0	25	24	3	10,0	39,1	74,6
2026	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	0	0	0	25	24	3	7,8	38,7	72,0
2027	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	0	0	0	25	24	3	5,9	38,4	69,8
2028	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	2	2	0	23	23	3	4,5	38,0	65,2
2029	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	2	2	0	21	21	3	3,7	37,5	58,1
2030	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	5	5	0	16	16	3	2,8	36,8	56,8
2031	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	2	2	0	14	14	3	2,2	35,9	58,4
2032	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	5	5	0	9	9	3	1,7	34,8	53,2
2033	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	5	5	0	4	4	3	1,2	31,5	30,5
2034	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	0	0	0	4	4	3	0,8	26,2	15,7
2035	0	0	0	21	0	0	0	26,6	0	0	0	0	0	4	4	3	0,6	26,7	18,2

Т.П. 4.1.20 - Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	116,9	9,6	20,0	750,9	61,6	0,095	287,2	261,1	1328,0	1278,4	59,3	82,7	190,4	25,0	11,7	11,695	73,314
2024	93,5	7,7	20,0	844,5	69,3	0,106	289,3	266,2	1617,3	1544,5	67,7	80,3	270,8	25,0	13,8	9,355	82,668
2025	74,6	6,1	19,9	919,0	75,4	0,116	291,1	279,4	1908,3	1823,9	74,4	78,4	349,1	25,0	15,4	7,456	90,125
2026	58,1	4,8	19,4	977,1	80,2	0,123	288,5	276,9	2196,8	2100,8	79,9	75,7	424,8	25,0	16,5	5,807	95,932
2027	44,2	3,6	18,3	1021,3	83,8	0,129	285,9	274,5	2482,7	2375,3	84,5	73,4	498,2	25,0	17,4	4,425	100,356
2028	32,3	2,7	16,4	1053,7	86,4	0,133	271,7	271,7	2754,4	2647,0	88,1	68,5	566,7	25,0	18,1	3,233	103,589
2029	23,9	2,0	14,5	1077,6	88,4	0,136	244,8	244,8	2999,3	2891,9	90,2	61,1	627,8	25,0	18,6	2,394	105,983
2030	15,5	1,3	11,0	1093,1	89,7	0,138	201,3	201,3	3200,6	3093,2	92,3	59,7	687,5	30,0	19,2	1,549	107,533
2031	9,5	0,8	7,5	1102,6	90,5	0,139	156,6	156,6	3357,2	3249,8	93,9	61,4	748,9	40,0	20,0	0,949	108,481
2032	5,5	0,4	4,7	1108,1	90,9	0,139	114,8	114,8	3472,0	3364,6	95,2	55,9	804,8	50,0	20,9	0,548	109,029
2033	2,1	0,2	1,9	1110,1	91,1	0,140	55,2	55,2	3527,2	3419,9	96,2	32,1	836,9	60,0	21,4	0,208	109,237
2034	0,7	0,1	0,7	1110,9	91,1	0,140	24,4	24,4	3551,6	3444,3	97,0	16,5	853,3	70,0	21,7	0,072	109,310
2035	0,6	0,0	0,5	1111,4	91,2	0,140	24,9	24,9	3576,5	3469,2	97,7	19,1	872,5	80,0	22,1	0,056	109,366

Т.П. 4.1.21 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	8	1	0	0	13,1	0	0	1	1	0	6	6	3	22,6	122,5	193,5
2024	0	0	0	8	2	0	0	13,1	0	0	1	1	0	7	7	3	15,4	103,5	162,9
2025	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	1	1	0	6	6	3	10,3	85,3	131,8
2026	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	1	1	0	5	5	3	7,5	76,3	96,9
2027	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	1	1	0	4	4	3	5,3	62,9	63,3
2028	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	0	4	4	3	4,1	62,9	62,5
2029	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	1	0	1	4	4	2	3,2	62,9	75,2
2030	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	0	4	4	2	2,4	62,9	92,1
2031	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	0	4	4	2	1,9	62,9	91,5
2032	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	0	4	4	2	1,5	62,9	91,1
2033	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	0	4	4	2	1,1	62,9	90,7
2034	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	0	4	4	2	0,9	62,9	90,5
2035	0	0	0	8	0	0	0	13,1	0	0	0	0	0	4	4	2	0,7	62,9	90,3

Т.П. 4.1.22 - Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	43,8	3,5	34,9	1169,3	93,5	0,387	236,9	236,9	2887,4	2340,8	81,5	203,5	2091,2	80,0	59,3	4,379	123,951
2024	30,4	2,4	37,2	1199,7	95,9	0,397	203,9	203,9	3091,3	2544,7	85,1	171,2	2262,4	80,0	60,5	3,039	126,990
2025	20,2	1,6	39,4	1219,9	97,5	0,403	168,1	168,1	3259,4	2712,7	88,0	138,5	2401,0	80,0	61,4	2,021	129,012
2026	12,3	1,0	39,7	1232,2	98,5	0,407	125,4	125,4	3384,8	2838,1	90,2	101,9	2502,8	80,0	61,9	1,233	130,245
2027	7,0	0,6	37,3	1239,3	99,1	0,410	82,7	82,7	3467,4	2920,8	91,5	66,5	2569,4	80,0	62,3	0,700	130,945
2028	5,4	0,4	46,0	1244,7	99,5	0,411	82,7	82,7	3550,1	3003,4	93,5	65,7	2635,1	80,0	62,7	0,540	131,485
2029	4,2	0,3	65,6	1248,8	99,8	0,413	82,7	82,7	3632,7	3086,1	95,0	65,0	2700,1	80,0	63,0	0,416	131,902
2030	3,2	0,3	100,0	1252,0	100,0	0,414	82,7	82,7	3715,4	3168,7	96,1	64,5	2764,6	80,0	63,3	0,321	132,223
2031	2,5	0,2	100,0	1254,5	100,0	0,415	82,7	82,7	3798,0	3251,4	97,0	64,1	2828,7	80,0	63,6	0,248	132,470
2032	1,9	0,2	100,0	1256,4	100,0	0,415	82,7	82,7	3880,7	3334,0	97,7	63,8	2892,5	80,0	63,9	0,191	132,661
2033	1,5	0,1	100,0	1257,9	100,0	0,416	82,7	82,7	3963,3	3416,7	98,2	63,6	2956,1	80,0	64,2	0,147	132,808
2034	1,1	0,1	100,0	1259,0	100,0	0,416	82,7	82,7	4046,0	3499,3	98,6	63,4	3019,5	80,0	64,4	0,113	132,922
2035	0,9	0,1	100,0	1259,9	100,0	0,416	82,7	82,7	4128,6	3582,0	98,9	63,3	3082,8	80,0	64,7	0,087	133,009

Т.П. 4.1.23 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	191	4	0	0	339,0	0	0	1	1	0	139	116	45	20,0	90,9	299,1
2024	0	0	0	191	5	0	0	339,0	0	0	6	6	0	133	113	45	17,9	96,1	273,6
2025	0	0	0	191	2	0	0	339,0	0	0	9	9	0	124	107	45	15,7	100,0	265,1
2026	0	0	0	191	2	0	0	339,0	0	0	6	6	0	118	104	45	13,2	105,2	265,0
2027	0	0	0	191	2	0	0	339,0	0	0	12	11	1	107	95	44	11,2	108,3	260,5
2028	0	0	0	191	2	0	0	339,0	0	0	13	12	1	95	87	43	9,3	108,9	244,3
2029	0	0	0	191	1	0	0	339,0	0	0	12	9	3	86	80	40	9,3	116,0	259,6
2030	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	17	15	2	71	68	38	8,8	125,5	262,3
2031	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	11	7	4	64	63	34	8,2	135,0	266,5
2032	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	12	10	2	54	54	32	7,6	144,0	274,4
2033	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	8	8	0	46	46	32	7,1	155,4	264,7
2034	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	0	0	0	46	46	32	6,4	163,9	266,6
2035	0	0	0	191	0	0	0	339,0	0	0	2	2	0	44	44	32	5,6	165,9	260,1

Т.П. 4.1.24 - Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	970,3	1,8	14,6	47622,1	89,4	0,526	4404,5	3306,8	70629,7	29258,1	78,0	4716,8	71156,7	99,9	76,1	125,742	6955,495
2024	852,7	1,6	15,1	48474,8	91,0	0,536	4584,8	3459,6	75214,5	32717,7	81,4	4314,8	75471,5	89,4	76,8	113,158	7068,653
2025	692,1	1,3	14,4	49166,9	92,3	0,543	4413,1	3372,6	79627,6	36090,3	84,3	4180,0	79651,6	91,4	77,4	92,488	7161,141
2026	546,4	1,0	13,3	49713,4	93,3	0,549	4355,5	3443,1	83983,1	39533,4	87,5	4179,0	83830,6	94,2	78,1	73,017	7234,158
2027	423,6	0,8	11,9	50137,0	94,1	0,554	4108,1	3263,5	88091,2	42796,9	89,7	4058,7	87889,3	98,1	78,8	56,523	7290,681
2028	315,6	0,6	10,0	50452,6	94,7	0,557	3687,8	2984,1	91779,0	45781,0	91,4	3721,0	91610,3	101,2	79,6	41,692	7332,373
2029	286,8	0,5	10,1	50739,4	95,2	0,561	3590,5	3032,0	95369,4	48813,0	92,0	3766,6	95376,9	105,6	80,3	38,847	7371,220
2030	236,1	0,4	9,3	50975,6	95,7	0,563	3375,7	3034,0	98745,1	51847,0	93,0	3578,2	98955,1	107,3	81,1	32,328	7403,548
2031	190,1	0,4	8,3	51165,7	96,0	0,565	3129,6	3004,8	101874,7	54851,8	93,9	3350,7	102305,8	108,9	81,8	26,307	7429,855
2032	154,4	0,3	7,3	51320,1	96,3	0,567	2930,8	2930,8	104805,5	57782,6	94,7	3167,3	105473,1	110,4	82,4	21,509	7451,364
2033	123,4	0,2	6,3	51443,5	96,6	0,568	2704,1	2704,1	107509,6	60486,7	95,4	2967,9	108441,0	112,6	83,0	17,344	7468,708
2034	103,2	0,2	5,6	51546,7	96,7	0,570	2636,5	2636,5	110146,1	63123,2	96,1	2989,5	111430,5	116,8	83,7	14,532	7483,240
2035	87,8	0,2	5,1	51634,5	96,9	0,571	2602,7	2602,7	112748,8	65725,9	96,6	2916,9	114347,4	115,8	84,3	12,254	7495,494

Таблица П.4.2.1 - Капитальные вложения, 1 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Установка термомасляной печи на УПГ-2	тыс.тг	357 990	357 990	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Столовая для рабочих. Остаточные работы	тыс.тг	42 628	42 628	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Модернизация объектов производственного назначения												
Проектно-изыскательские работы	тыс.тг	216 590	180 331	34 851	-	1 408	-	-	-	-	-	-
Приобретение ОС и НМА	тыс.тг	14 222 269	2 106 202	1 938 436	1 830 186	1 834 794	2 007 528	1 141 896	1 032 693	833 421	799 941	697 172
ВСЕГО	тыс.тг	17 032 518	4 557 530	2 204 248	1 838 536	1 919 553	2 007 528	1 141 896	1 032 693	833 421	799 941	697 172
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	19 068 749	4 557 530	2 303 439	1 988 515	2 148 805	2 325 942	1 369 318	1 281 709,14	1 070 589	1 063 547	959 354

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность, 1 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НДС (с выручки)	тыс.тг	28 140 623,3	5 634 767,5	6 427 467,7	4 583 014,7	3 082 663,1	2 381 324,3	1 762 594,6	1 451 797,2	1 161 275,0	921 041,4	734 677,8
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	6 505 582,3	765 543,3	750 275,7	786 945,8	772 450,8	723 345,0	664 226,5	611 735,7	530 637,0	480 558,2	419 864,3
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	2 348 566,5	270 018,4	264 633,3	286 076,2	280 806,9	262 955,6	241 464,4	222 382,6	192 901,0	174 696,0	152 632,1
Налог на имущество	тыс.тг	3 020 433,0	409 816,4	392 185,1	361 099,3	333 826,1	312 848,0	290 053,4	264 001,6	239 920,6	218 022,5	198 660,0
Прочие налоги	тыс.тг	676 887,3	71 047,3	71 097,7	70 642,9	70 665,5	69 470,9	67 938,3	66 662,7	64 386,4	63 239,5	61 736,1
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	72 872 439,4	14 896 538,0	10 449 104,8	10 936 810,7	10 343 218,8	7 628 221,3	5 401 795,6	4 448 562,7	3 557 183,2	2 820 753,7	2 390 250,7
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	61 531 064,8	12 063 052,3	8 990 418,0	9 410 040,6	8 899 313,6	6 563 327,6	4 647 709,2	3 698 112,9	3 035 675,0	2 325 808,0	1 897 607,7
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	38 775 103,3	8 712 015,3	6 685 774,2	6 800 324,8	5 623 899,1	4 229 457,3	1 917 502,3	1 601 878,4	1 298 808,3	1 051 171,3	854 272,3
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	99 750,5	2 266,4	23 332,3	19 078,9	14 839,8	11 286,3	8 209,9	6 861,3	5 645,3	4 551,8	3 678,5
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	48 878 038,0	12 087 377,9	11 249 019,5	8 945 033,1	6 602 994,7	4 149 878,4	2 482 175,5	1 696 376,5	1 054 196,0	502 152,3	108 834,2
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	27 783 895,6	9 019 481,4	9 662 628,9	5 533 183,0	2 649 587,8	831 982,8	87 031,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Общие поступления Государству	тыс.тг	234 351 137,4	52 662 389,2	42 111 001,7	38 566 220,6	32 508 940,0	22 401 448,9	14 045 512,2	11 164 777,1	8 818 077,8	6 719 911,9	5 352 858,0
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	17 093 096,7	2 570 485,5	2 247 224,0	2 122 479,5	2 045 318,0	1 866 349,5	1 538 627,0	1 402 568,0	1 221 030,0	1 103 747,5	975 267,7
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-11 047 526,6	-3 064 281,9	-4 180 243,7	-2 460 535,2	-1 037 345,1	-514 974,8	-223 967,6	-49 229,2	59 755,0	182 706,2	240 589,9
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	262 491 760,7	58 297 156,7	48 538 469,5	43 149 235,3	35 591 603,1	24 782 773,2	15 808 106,8	12 616 574,3	9 979 352,8	7 640 953,3	6 087 535,8

Таблица П.4.2.3- Производственный доход, 1 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нефть	тыс.тонн	4 065,189	950,60	814,35	640,39	483,66	356,70	252,59	200,98	155,28	118,97	91,67
Товарный газ	млн. м3	522,390	117,87	104,52	83,15	62,56	45,97	32,31	25,96	20,90	16,34	12,81
СУГ	тыс. тонн	49,927	11,38	10,01	7,91	5,94	4,37	3,07	2,49	1,99	1,55	1,22
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	1 615,118	285,18	244,30	255,71	241,83	178,35	126,30	100,49	77,64	59,48	45,84
на внутренний рынок	тыс. тонн	2 450,071	665,42	570,04	384,68	241,83	178,35	126,30	100,49	77,64	59,48	45,84
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	522,390	117,87	104,52	83,15	62,56	45,97	32,31	25,96	20,90	16,34	12,81
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	49,927	11,38	10,01	7,91	5,94	4,37	3,07	2,49	1,99	1,55	1,22
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	289 072,404	289 072,40	249 507,27	249 507,27	249 507,27	249 507,27	249 507,27	258 240,02	267 278,42	276 633,17	286 315,33
на внутренний рынок	тг/тонн	69 885,714	69 885,71	93 142,86	98 289,50	105 000,00	110 000,00	115 000,00	119 025,00	123 190,88	127 502,56	131 965,15
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	601,500	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг тыс	390 397,769	72 930,42	66 136,36	54 464,19	43 041,59	33 318,59	24 576,00	22 674,72
СУГ									
на внутренний рынок	тг тыс	2 699 877,285	393 342,14	424 772,17	361 066,70	296 458,20	238 668,54	183 085,13	176 563,62
Итоговый производственный доход	тг тыс	834 578 464,809	131 923 190,62	119 775 915,28	110 104 278,50	97 077 852,49	76 329 503,28	57 657 554,97	54 240 056,60

Продолжение таблицы П4.2.8

Производственный доход	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	11	12	13	14	15	16
Нефть	тыс.тонн	235,86	189,92	154,23	123,21	103,09	87,66
Товарный газ	млн. м3	31,68	25,78	21,08	17,00	14,24	12,01
СУГ	тыс. тонн	3,01	2,45	2,00	1,61	1,35	1,14
Продажа продукции по направлениям							
Нефти							
на экспорт	тыс. тонн	117,93	94,96	77,11	61,60	51,54	43,83
на внутренний рынок	тыс. тонн	117,93	94,96	77,11	61,60	51,54	43,83
Товарного газа							
на внутренний рынок	млн.м3	31,68	25,78	21,08	17,00	14,24	12,01
СУГ							
на внутренний рынок	тыс. тонн	3,01	2,45	2,00	1,61	1,35	1,14
Цена реализации продукции							
Нефти							
на экспорт	тг/тонн	267 278,42	276 633,17	286 315,33	296 336,36	306 708,14	317 442,92
на внутренний рынок	тг/тонн	123 190,88	127 502,56	131 965,15	136 583,93	141 364,36	146 312,12
Товарного газа							
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50
СУГ							
на внутренний рынок	тг/тонн	50 528,29	52 296,78	54 127,16	56 021,62	57 982,37	60 011,76
Производственная прибыль от реализации							
Нефти							
на экспорт	тг тыс	31 520 180,25	26 268 949,58	22 078 598,89	18 255 338,94	15 808 633,43	13 914 051,64
на внутренний рынок	тг тыс	14 527 916,42	12 107 580,00	10 176 212,09	8 414 039,39	7 286 332,23	6 413 103,53
Товарного газа							
на внутренний рынок	тг тыс	19 056,59	15 507,20	12 678,90	10 223,60	8 566,15	7 223,46
СУГ							
на внутренний рынок	тг тыс	152 078,43	128 084,44	108 388,93	90 458,11	78 445,76	68 465,11
Итоговый производственный доход	тг тыс	46 219 231,69	38 520 121,22	32 375 878,81	26 770 060,04	23 181 977,57	20 402 843,73

Таблица П.4.2.9 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	14 570 011	1 372 957	1 387 649	1 299 508	1 253 288	1 156 477	1 036 984	1 062 435	1 056 691
Затраты на химреагенты	тыс.тг	11 550 671	1 021 143	969 936	945 742	948 238	930 262	867 101	900 804	877 427
Общепромысловые расходы	тыс.тг	6 560 087	614 981	621 699	610 924	609 858	584 734	553 096	522 676	467 982
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	761 287	71 367	72 147	70 897	70 773	67 857	64 186	60 656	54 308
Транспортные расходы	тыс.тг	9 419 093	883 001	892 647	877 176	875 645	839 572	794 146	750 468	671 937
Больничные	тыс.тг	725 925	68 052	68 796	67 604	67 486	64 705	61 204	57 838	51 786
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	7 713 382	723 098	730 997	718 328	717 074	687 533	650 333	614 565	550 255
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	2 239 079	209 904	212 197	208 520	208 156	199 581	188 782	178 399	159 731
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	1 418 746	133 002	134 455	132 124	131 894	126 460	119 618	113 039	101 210
Проекты отвода земель	тыс.тг	77 194	7 237	7 316	7 189	7 176	6 881	6 508	6 150	5 507
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг	21 654	2 030	2 052	2 017	2 013	1 930	1 826	1 725	1 545

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	314 356 100,60	64 364 458,99	61 705 381,72	51 042 908,75	40 153 663,82	27 692 132,01	18 341 311,13	17 259 602,66	13 413 250,61
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	62 062 734,59	12 662 075,57	12 104 388,34	10 026 835,76	7 911 934,13	5 479 836,30	3 689 530,93	3 421 046,24	2 661 564,29
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	247 479 007,06	50 648 302,27	48 417 553,36	40 107 343,04	31 647 736,51	21 919 345,20	14 758 123,70	13 684 184,96	10 646 257,16
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	32 602 988,85	9 405 926,24	10 462 492,51	6 388 639,40	3 513 087,24	1 522 553,99	565 038,43	545 628,78	199 622,27
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	214 876 018,21	41 242 376,03	37 955 060,85	33 718 703,64	28 134 649,27	20 396 791,21	14 193 085,28	13 138 556,18	10 446 634,89

Продолжение таблицы П4.2.9

Составляющие	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	12	13	14	15	16
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)						
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	1 044 293	1 025 674	961 272	953 222	959 560
Затраты на химреагенты	тыс.тг	843 257	819 010	789 239	816 951	821 561
Общепромысловые расходы	тыс.тг	435 481	395 532	371 294	384 289	387 541
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	50 537	45 901	43 088	44 596	44 973
Транспортные расходы	тыс.тг	625 271	567 912	533 111	551 770	556 439
Больничные	тыс.тг	48 189	43 769	41 087	42 525	42 884
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	512 040	465 068	436 569	451 849	455 673
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	148 638	135 002	126 730	131 165	132 275
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	94 181	85 541	80 300	83 110	83 813
Проекты отвода земель	тыс.тг	5 124	4 654	4 369	4 522	4 560
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг	1 437	1 306	1 226	1 269	1 279
Научно-исследовательские и проектные работы+АН+Тех.схема	тыс.тг	368 048	334 285	313 800	324 783	327 531
Лабораторные исследования	тыс.тг	44 688	40 589	38 101	39 435	39 769
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	18 539	16 269	14 756	14 756	14 377
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	15 034	13 655	12 818	13 267	13 379
Обслуживание насосов	тыс.тг	41 265	37 480	35 183	36 414	36 722
Обслуживание УПГ	тыс.тг	499 736	453 893	426 079	440 992	444 723
Диагностика магистрального трубопровода	тыс.тг	1 595	1 449	1 360	1 407	1 419
Тех.обслуживание Узла Учёта Нефти	тыс.тг	29 223	26 542	24 916	25 788	26 006
Сертификация нефти	тыс.тг	2 305	2 094	1 965	2 034	2 051
Поверка и регулировка	тыс.тг	44 507	40 424	37 947	39 275	39 607
Содержание автодорог	тыс.тг	65 531	59 519	55 872	57 827	58 317
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	125 691	114 161	107 165	110 916	111 854
Материалы	тыс.тг	1 014 956	983 765	939 441	947 997	968 618
Командировочные расходы	тыс.тг	1 668	1 515	1 422	1 472	1 485
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	308 142	279 875	262 724	271 920	274 220
Расходы по страхованию	тыс.тг	214 449	194 777	182 841	189 240	190 842
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	20 710	18 810	17 658	18 276	18 430
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	213 893	194 271	182 366	188 749	190 346
Ликвидация скважин	тыс.тг	0	0	0	0	0
ТРС на нагнетательных скважинах. Спуск компоновки ОРЗ	тыс.тг	0	0	0	0	0
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	3 235 722	2 938 894	2 758 801	2 855 359	2 879 520
Затраты на обучение	тыс.тг	104 675	98 583	91 456	86 194	88 547
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	10 178 823,42	9 440 217,30	8 894 954,11	9 131 369,90	9 218 323,42
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	588 351,35	534 379,12	501 632,86	519 190,01	523 583,16
Налог на имущество	тыс.тг	224 444,52	204 118,69	185 669,80	163 834,94	139 592,91
Земельный налог	тыс.тг	18 971,55	19 635,55	20 322,79	21 034,09	21 770,29
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	21 010,98	19 083,54	17 914,12	18 541,12	18 698,00
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 612 071,24	1 371 328,35	1 153 597,65	1 021 136,95	917 001,16
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	7 179,58	6 053,39	5 034,09	4 350,60	3 784,43
Расходы на НИОКР	тыс.тг	104 674,60	98 582,62	91 455,52	86 194,32	88 546,67
Итого производственных затрат	тыс.тг	12 782 633,70	11 720 505,05	10 897 687,42	10 992 758,40	10 958 406,50
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг						
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 218 877,96	1 864 928,65	1 541 986,64	1 335 319,03	1 175 288,05

Составляющие	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	12	13	14	15	16
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 503 047,47	4 021 279,56	3 324 931,16	2 879 301,12	2 832 376,92
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 712 916,78	3 192 473,14	2 692 070,25	2 252 425,67	2 016 256,56
Итого расходы по реализации	тыс.тг	10 434 842,21	9 078 681,34	7 558 988,05	6 467 045,82	6 023 921,54
Общие и административные расходы						
Административные расходы	тыс.тг	3 016 402,17	2 739 693,44	2 571 807,58	2 661 820,84	2 684 343,94
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	1 586 306,76	1 440 787,40	1 352 497,28	1 399 834,69	1 411 679,44
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	213 881,74	194 261,36	182 357,21	188 739,71	190 336,74
Другие административные расходы	тыс.тг	1 216 213,67	1 104 644,68	1 036 953,08	1 073 246,44	1 082 327,76
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	310 975,69	268 698,20	229 166,55	202 728,92	93 173,48
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	189 658,96	154 014,58	123 038,17	102 944,69	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	121 316,73	114 683,62	106 128,38	99 784,23	93 173,48
Итого не производственные затраты	тыс.тг	13 762 220,08	12 087 072,98	10 359 962,18	9 331 595,58	8 801 438,96
Итого затраты	тыс.тг	26 544 853,78	23 807 578,03	21 257 649,60	20 324 353,98	19 759 845,47
Доходы (убытки)						
Производственный доход	тыс.тг	38 520 121,22	32 375 878,81	26 770 060,04	23 181 977,57	20 402 843,73
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	26 544 853,78	23 807 578,03	21 257 649,60	20 324 353,98	19 759 845,47
Операционный доход	тыс.тг	11 975 267,44	8 568 300,78	5 512 410,44	2 857 623,58	642 998,27
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	2 503 773,74	2 239 200,77	1 981 762,84	1 661 249,71	1 414 929,55
Балансовая прибыль	тыс.тг	9 471 493,69	6 329 100,01	3 530 647,60	1 196 373,87	-771 931,29
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 479 154,04	2 253 857,69	2 051 234,36	1 745 965,25	1 486 306,12
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	9 496 113,40	6 314 443,09	3 461 176,09	1 111 658,34	-843 307,85
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	9 496 113,40	6 314 443,09	3 461 176,09	1 111 658,34	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 894 298,74	1 265 820,00	706 129,52	239 274,77	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	7 577 194,95	5 063 280,01	2 824 518,08	957 099,10	-771 931,29
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	7 577 194,95	5 063 280,01	2 824 518,08	957 099,10	-771 931,29

Таблица П.4.2.10- Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	834 578 464,81	131 923 190,62	119775915,28	110104278,50	97077852,49	76329503,28	57657554,97	54240056,60
Итого приток средств	тыс.тг	834 578 464,81	131923190,62	119775915,28	110104278,50	97077852,49	76329503,28	57657554,97	54240056,60
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	481 129 561,16	62 727 336,15	53604256,06	54955878,99	53093499,36	45008833,11	35999917,14	33965409,87
прямые затраты	тыс.тг	149 553 618,73	13768884,58	13906544,06	13613636,41	13572355,01	13014027,64	12221521,94	11779364,87
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	61 592 445,29	10079376,38	8339568,37	8712834,34	7687784,89	6291373,49	3611707,20	3402079,55
расходы периода	тыс.тг	269 983 497,14	38879075,18	31358143,63	32629408,24	31833359,46	25703431,99	20166688,00	18783965,44
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	21 053 891,78	4727716,59	2561027,32	2144629,97	2310384,14	2493176,58	1542405,50	1295175,76
Бурение	тыс.тг	1 099 257,62	170186,60	257587,87	156115,17	161579,20	167234,48	173087,68	13466,62
Обустройство	тыс.тг	19 954 634,16	4557529,99	2303439,45	1988514,79	2148804,93	2325942,11	1369317,81	1281709,14
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	62 062 734,59	12662075,57	12104388,34	10026835,76	7911934,13	5479836,30	3689530,93	3421046,24
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	32 602 988,85	9405926,24	10462492,51	6388639,40	3513087,24	1522553,99	565038,43	545628,78
Итого отток средств	тыс.тг	596 849 176,37	89523054,55	78732164,23	73515984,11	66828904,86	54504399,98	41796891,99	39227260,64
Поток денежной наличности	тыс.тг	237 729 288,44	42 400 136,07	41 043 751,05	36 588 294,39	30 248 947,63	21 825 103,29	15 860 662,98	15 012 795,96
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг								
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	178 264 273,71	42400136,07	37026387,96	29776302,63	22207679,32	14454847,63	9476388,34	8091842,06
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	163 492 249,12	42400136,07	35690218,31	27666007,10	19889174,08	12478573,64	7885552,64	6490445,98
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	149 235 021,12	42400136,07	34203125,88	25408537,77	17505178,03	10525223,42	6374044,73	5027754,99
Накопленный поток денежной наличности									
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	237 729 288,44	42400136,07	83443887,13	120032181,51	150281129,14	172106232,44	187966895,42	202979691,38
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	178 264 273,71	42400136,07	79426524,04	109202826,67	131410505,99	145865353,62	155341741,96	163433584,02
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	163 492 249,12	42400136,07	78090354,38	105756361,48	125645535,56	138124109,20	146009661,84	152500107,83
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	149 235 021,12	42400136,07	76603261,95	102011799,72	119516977,75	130042201,17	136416245,90	141444000,89

Продолжение таблицы П4.2.10

Составляющие	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	11	12	13	14	15	16	17
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	46219231,69	38520121,22	32375878,81	26770060,04	23181977,57	20402843,73	17383156,84
Итого приток средств	тыс.тг	46219231,69	38520121,22	32375878,81	26770060,04	23181977,57	20402843,73	17383156,84
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	30080149,62	26544853,78	23807578,03	21257649,60	20324353,98	19759845,47	18910098,30
прямые затраты	тыс.тг	10813596,08	10178823,42	9440217,30	8894954,11	9131369,90	9218323,42	9177495,66
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	2979418,13	2603810,29	2280287,75	2002733,32	1861388,50	1740083,08	1609812,25
расходы периода	тыс.тг	16287135,41	13762220,08	12087072,98	10359962,18	9331595,58	8801438,96	8122790,38
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	1070589,16	1063547,06	959354,40	885885,31	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг	1070589,16	1063547,06	959354,40	885885,31	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	2661564,29	1894298,74	1265820,00	706129,52	239274,77	0,00	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	199622,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	34011925,34	29502699,58	26032752,43	22849664,43	20563628,76	19759845,47	18910098,30
Поток денежной наличности	тыс.тг	12 207 306,35	9017421,64	6343126,38	3920395,61	2618348,81	642 998,27	-1 526 941,46
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг							
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	5935672,92	3955458,18	2510048,35	1399500,06	843208,22	186801,96	-400182,71
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	4589178,62	2947811,13	1803112,41	969061,84	562796,33	120180,97	-248170,68
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	3406835,16	2097164,07	1229340,39	633165,78	352398,29	72116,53	-142713,87
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	215186997,73	224204419,37	230547545,75	234467941,37	237086290,17	237729288,44	236202346,98
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	169369256,94	173324715,12	175834763,48	177234263,53	178077471,75	178264273,71	177864091,00
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	157089286,44	160037097,57	161840209,98	162809271,82	163372068,15	163492249,12	163244078,45
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	144850836,06	146948000,13	148177340,52	148810506,30	149162904,59	149235021,12	149092307,25

Т.П.14.1 – Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Акшабулак Центральный

№ п/п	Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, тыс. тенге
			Строительно-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
1	2	3	4	5	6	7
Глава 2. Основные объекты строительства						
1	2-1	Демонтаж промышленного оборудования (ЦППН)	99695,055	--	--	99695,055
2	2-2	Демонтаж промышленного оборудования (УПСВ)	12058,027	--	--	12058,027
3	2-3	Демонтаж промышленного оборудования (УПГ-1)	30776,506	--	--	30776,506
4	2-4	Демонтаж промышленного оборудования (УПГ-2)	25093,296	--	--	25093,296
5	2-5	Демонтаж промышленного оборудования (СПТН Кумколь)	679,549	--	--	679,549
6	2-6	Демонтаж промышленного оборудования (СУВГ)	11285,418	--	--	11285,418
7	2-7	Демонтаж промышленного оборудования (БКНС)	16624,098	--	--	16624,098
8	2-8	Демонтаж промышленного оборудования (ГУ-1,2)	15680,337	--	--	15680,337
9	2-9	Демонтаж трубопроводов	2266557,193	--	--	2266557,193
10	2-10	Демонтаж зданий и сооружений	1465825,479	--	--	1465825,479
11	2-11	Демонтаж сетей электроснабжения, объекты энергообеспечения	63057,088	--	--	63057,088
12	2-12	Рекультивация	57180,869	--	--	57180,869
		Всего по главе	4064512,915	--	--	4064512,92
ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7			4064512,915	--	--	4064512,92
Глава 8. Временные здания и сооружения						
13	НДЗ РК 8.04-05-2015	Временные здания и сооружения 2,8%	113806,362	--	--	113806,362
		Всего по главе	113806,362	--	--	113806,362
ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8			4178319,277	--	--	4178319,28
Глава 9. Прочие работы и затраты						
14	НДЗ РК 8.04-06-2015	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее время 2,88%	120335,595	--	--	120335,595
15	Нормативный документ по определению сметной стоимости строительства в РК, прил. 1, п. 9.8	Дополнительная оплата труда в зонах экологического бедствия и радиационного риска	--	--	479615,681	479615,681
		Всего по главе	120335,595	--	479615,681	599951,276
ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9			4298654,872	--	479615,681	4778270,55
16	ГН ОССС	Непредвиденные работы и затраты-2%	85973,097	--	--	85973,097
ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ			4384627,969	--	479615,681	4864243,65
17	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость - 12 %	--	--	583709,238	583709,238
ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ			4384627,969	--	1063324,92	5447952,89

Т.П.14.2 – Локальная смета репер с тумбой

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-14												
(Локальный сметный расчет)												
На Репер с тумбой, 1шт.												
(наименование работ и затрат)												
Основание:												
Сметная стоимость											267,718	тыс.тенге
Сметная заработная плата											38,207	тыс.тенге
Нормативная трудоемкость											0,027	тыс.чел-ч
Составлен(а) в ценах 2-квартала 2021 года												
№ п/п	Шифр норм, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество		Стоимость единицы, тенге		Общая стоимость, тенге			Накладные расходы, тенге	Всего стоимость с накладными расходами и сметной прибылью, тенге
				на единицу измерения	по проекту	Всего	эксплуатация машин	Всего	эксплуатация машин	материалы		
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12
1	1101-0203-0105 РСНБ РК 2015	Площади. Планировка ручным способом. Группа грунтов 2	м2 спланированной площади		9	184,80	--	1663	--	--	1198	3089
						184,80	--	1663	--	--	229	
2	1106-1501-0112 РСНБ РК 2015	Бетон тяжелый на щебне класса В25. Приготовление	м3		1,05	18430,17	1256,83	19352	1320	14506	3792	24996
						3357,79	611,24	3526	642		1852	
		В ТОМ ЧИСЛЕ:										
2.1	211-201-0604	Щебень из плотных горных пород для строительных работ М1000 СТ РК 1284-2004 фракция 10-20 мм	м3	0,8	0,84	3352,00				2816		
2.2	212-401-0110	Раствор кладочный цементный ГОСТ 28013-98 марки М400	м3	0,382	0,4011	25725,00				10318		
3	1106-0101-0113 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Фундаменты бетонные. Устройство	м3		1,05	10348,04	1252,14	10865	1314	1821	7378	19702
						7361,76	359,35	7730	377		1459	
4	1109-0305-0301 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Монтаж металлоконструкции	т конструкций		0,196	136523,31	6284,77	26759	1232	1725	16501	46720
						121440,00	569,32	23802	112		3461	
		В ТОМ ЧИСЛЕ:										
4.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ 1759.0-87 строительный	т	0,005	0,00098	647579,00				635		
4.2	261-107-0576	Электроды, d=4 мм, Э46 ГОСТ 9466-75	т	0,014	0,002744	219538,00				602		
4.3	214-203-0103	Швеллер горячекатаный с внутренним уклоном граней полок из углеродистой стали ГОСТ 380-2005 № 22У-40У	т	0,00194	0,00038	439300,00				167		
5	222-504-0101 РСНБ РК 2015	Конструкции стальные из одного профиля ГОСТ 23118-2012	т		0,196	741626,00	--	145359	--	145359	--	156988
						--	--	--	--		11629	

6	1113-0301-1406 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 18 К=2	Поверхности металлические огрунтованные. Окраска эмальями ПФ-115 за 2 раза	м2		5	176,34 70,30	3,91 0,72	882 351	20 4	511	245 90	1217
		В ТОМ ЧИСЛЕ:										
6.1	236-203-0109	Эмаль СТ РК ГОСТ Р 51691-2003 ПФ-115	т	0,00018	0,0009	508438,00				458		
7	414-103-0501 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Погрузка	т		0,196	707,00	--	139	--		--	150
						--	--	--	--		11	
8	414-103-0502 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Разгрузка	т		0,196	707,00	--	139	--		--	150
						--	--	--	--		11	
9	414-104-0301 РСНБ РК 2015	Щебень, гравий, галька. Погрузка	т		1,12	257,00	--	288	--		--	311
						--	--	--	--		23	
10	414-104-0302 РСНБ РК 2015	Щебень, гравий, галька. Разгрузка	т		1,12	445,00	--	498	--		--	538
						--	--	--	--		40	
11	414-104-0201 РСНБ РК 2015	Песок всякий. Погрузка	т		0,799	193,00	--	154	--		--	166
						--	--	--	--		12	
12	414-104-0202 РСНБ РК 2015	Песок всякий. Разгрузка	т		0,799	396,00	--	316	--		--	341
						--	--	--	--		25	
13	414-101-0101 РСНБ РК 2015	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Погрузка	т		0,382	915,00	--	350	--		--	378
						--	--	--	--		28	
14	414-101-0102 РСНБ РК 2015	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Разгрузка	т		0,382	915,00	--	350	--		--	378
						--	--	--	--		28	
15	411-103-0220 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км		485,8	24,00	--	11659	--		--	12592
						--	--	--	--		933	
		Доставка воды на расстояние свыше 5км, 100-5=95км, расстояние перевозки 100км. Сборник №27, т.ч. п.1.6, При расстоянии более 5 км на каждый километр доставки 100 м3 воды следует добавлять к нормам времени эксплуатации поливомоечных машин 0,9 маш.-ч.										
		ИТОГО ПО СМЕТЕ:	Тенге									267718
		В ТОМ ЧИСЛЕ:										
		- Зарплата рабочих строителей	Тенге					37072				
		- Затраты на эксплуатацию машин	Тенге						3886			
		- в том числе зарплата машинистов	Тенге						1135			
		- Материалов, изделий и конструкций	Тенге							163922		
		- Перевозка грузов	Тенге					13893				
		- Накладные расходы	Тенге								29114	
		- Сметная прибыль	Тенге								19831	

Т.П.14.3 - Перечень выполняемых работ при демонтаже оборудования, зданий и сооружений

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубо- проводов, км	Всего длина электр о- сетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Демонтаж промышленного оборудования (ЦППН)								
1	Трёхфазный сепаратор высокого давления	1	30	30					INDUSTRIAL EXPORT SA НГСВ -60, 115 м ³ /ч
2	Трёхфазный сепаратор высокого давления	1	55	55					KRAMER НГСВ -100, 335 м ³ /ч
3	Трёхфазный сепаратор высокого давления (тестовый)	1	5	5					ДЗХМ НГСВ -24, 43 м ³ /ч
4	Трёхфазный сепаратор низкого давления	1	18	18					THALE AG НГСВ -80, 220 м ³ /час
5	Трёхфазный сепаратор низкого давления	1	22	22					KRAMER НГСВ -100, 325 м ³ /ч
6	КСУ-100 (двухфазный сепаратор) V-3121 А	1	30	30					КСУ -100м ³
7	Дегазатор (двухфазный) V-3120	1	20	20					НГСВ -80, 520 м ³ /час
8	Газосепаратор ГС-1	1	0,85	0,85					ГС-1
9	Газосепаратор Скруббер V-3104	1	1,15	1,15					INDUSTRIAL EXPORT SA
10	Газосепаратор Скруббер V-4801	1	1,15	1,15					BRONSWERK
11	Газосепаратор Скруббер V-3121	1	1,15	1,15					FORTAN
12	Охладитель газа низкого давления Кулер	1	1,78	1,78					BRONSWERK
13	Охладитель газа К-3121	1	1,2	1,2					BRONSWERK
14	Отстойник воды ОВ-1	1	28	28					КурганХимМаш РГС-200
15	Отстойник воды ОВ-2	1	28	28					КурганХимМаш РГС-200
16	Теплообменник Е-3101	1	1,36	1,36					INDUSTRIAL EXPORT SA, 1100к Вт
17	Теплообменник Е-3320	1	1,36	1,36					APL APPARATEBAU AG
18	Теплообменник С-101А	1	1,36	1,36					
19	Теплообменник С-101В	1	1,36	1,36					
20	Теплообменник Е-3111	1	1,36	1,36					APL APPARATEBAU AG

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
21	Теплообменник E-3102	1	1,36	1,36					ПЗЭМ
22	Теплообменник E-3112	1	1,36	1,36					ПЗЭМ
23	Теплообменник газа E-3121	1	1,44	1,44					BRONSWERK
24	Теплообменник газа E-3103	1	1,44	1,44					INDUSTRIAL EXPORT SA, 68 кВт
25	Газожидкостной отделитель вертикальный мультициклонный	1	3,72	3,72					
26	Конденсатосборник на факельной установке (V4701/4702)	1	1,52	1,52					
27	Резервуар товарной нефти вертикальный 5000м3	8	117,7	941,6					Хранение товарной нефти
28	Резервуар дизельного топлива вертикальный 390 м3	1	19	19					Хранение дизельного топлива
29	Резервуар пожарной воды 300 м3	2	17	34					
30	Резервуар пожарной воды 1000 м3	2	33,5	67					
31	Факел низкого давления F-301	1	35	35					PREMATECHNIK GMBH
32	Факел высокого давления F-4720	1	28	28					ITAS Fakelsysteme, 63 000 Нм3/час
33	Рессивер-1А	1	1,3	1,3					
34	Рессивер-1В	1	1,3	1,3					
35	Рессивер-2А	1	1,3	1,3					
36	Рессивер-2В	1	1,3	1,3					
37	Рессивер F21491	1	1,44	1,44					
38	Компрессор винтовой	3	29	87					HOWDEN MK6AS/WRVIN321165/6 75 VPT 315-4 WCV. 3410 м ³ /час
39	Котел K423	1	2,92	2,92					1.5 МВт
40	Котел K424	1	2,92	2,92					
41	Котел K425	1	2,92	2,92					
42	Котел H61101 А	1	4	4					2 МВт

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
43	Котел Н61102 В	1	4	4					
44	Котел Н61103 С	1	4	4					
45	Котел №1 А	1	4	4					2 МВт
46	Котел №2 В	1	4	4					
47	Котел №3 С	1	4	4					
48	Котел LOOS	1	14,01	14,01					12 МВт
49	Циркуляционный насосы	10	0,3	3					
50	Подогреватель нефти комбинированный, Нефтемаш ПНК-1,9	2	13,5	27					1.9 МВт
51	Подогреватель нефти комбинированный, Нефтемаш ПНК-1,9	2	13,5	27					1.9 МВт Нефтепровод Нуралы-Акшабулак 15км
52	Водогрейная установка	1	1,85	1,85					1.2 МВт
53	Отстойник 100м3	3	30	90					Хранение нефти слива на ППН
54	Отстойник 80м3	1	18	18					емкость перекачки воды на ППН
55	Дренажные емкости 27м3	2	3	6					ППН
56	Отстойник 50м3	1	15	15					емкость для налива нефти ППН
57	Перекачивающий насос Р-2А/В (ЦНС)	2	1,5	3					ППН
58	Дренажный насос (полупогружной)	2	0,5	1					POMPE ZANNI
59	Перекачивающий насос СНР 50-200	1	0,2	0,2					ППН
60	Наливной Гусак нефти воды	3	0,4	1,2					Терминал + ВГУ
61	Газогенератор	1	0,86	0,86					
62	Газогенератор	1	0,86	0,86					
63	Подпорный насос Р-101 А	1	2,4	2,4					ALLWEILER AG CNM - В 100 - 315.198м3/час
64	Подпорный насос Р-101 В	1	2,4	2,4					
65	Подпорный насос Р-101 С	1	2,4	2,4					
66	Подпорный насос Р-3202 А	1	3	3					CSNH - В - 80 - 315/160
67	Подпорный насос Р-3202 В	1	3	3					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
68	Экспортный насос P-201 А	1	3,25	3,25					DAVID BROWN UNION PUMPS DB-34. 199м ³ /час
69	Экспортный насос P-201 В	1	3,25	3,25					
70	Экспортный насос P-201 С	1	3,25	3,25					
71	Экспортный насос P-3201 А	1	2,14	2,14					ALLWELER AG H 101458 VHH/B 660R40 L 7. 60м ³ /час
72	Экспортный насос P-3201 В	1	2,14	2,14					
73	Трансфертный насос P-3201 А	1	3,3	3,3					STERLING CBSD 125400/405CCBMTICEC AB. 230м ³ /час
74	Трансфертный насос P-3201 В	1	3,3	3,3					
75	Трансфертный насос P-3201 С	1	3,3	3,3					
76	Подпорный насос P-3320 А	1	2,76	2,76					L4HK-256/100-AHOKR-G. 210м ³ /час
77	Подпорный насос P-3320 В	1	2,76	2,76					
78	Подпорный насос P-3320 С	1	2,76	2,76					
79	ТА-65 Главный насос пожаротушения с электродвигателем	1	1,65	1,65					
80	ТА-65 Главный насос пожаротушения с дизельным двигателем	1	1,65	1,65					
81	ТА-65 Насос "Jokey"	1	0,72	0,72					
82	ТА-65 Насос для пены	1	0,35	0,35					
83	ТА-65Е насос	1	0,42	0,42					
84	ТА-65Е насос	1	0,42	0,42					
85	Дренажная емкость ЕП-9 /ЕП-15 /ЕП-22	3	9	9	10				Газопровод Нуралы-Акшабулак
86	Дренажная емкость ЕП-10	1	9	9	10				Газопровод Аксай-Акшабулак

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
87	Дренажная емкость ЕП-63	1	9	9					
88	Дренажная емкость ЕП-75	1	11	11					
89	Дренажная емкость ЕП-16	1	3,5	3,5					
90	Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) "ОЗНА - МАССОМЕР" с блоком автоматики	1	50	50					
91	Трубопоршневая проверочная установка (ТПУ)	1	8	8					
92	Компрессор инструментального воздуха Atlas Copco Демонтаж промышленного оборудования (УПСВ)	3	0,44	1,32					3,5 м ³ /мин
93	Сепаратор нефтегазовый со сбросом воды, С-1	1	52,2	52,2					НГСВ -1,6-3400 560м ³ /час
94	Сепаратор нефтегазовый со сбросом воды, С-2	1	52,2	52,2					НГСВ -1,6-3400 560м ³ /час
95	Сепаратор газовый вертикальный ГС-1	1	1,5	1,5					ГС2-2.5-1200-1, 41000 м ³ /час
96	Дренажная емкость ЕП-63	1	8,86	8,86					
97	Резервуар пластовой воды 2000 м ³ РВС-1	1	58,1	58,1					
98	Резервуар пластовой воды 2000 м ³ РВС-2	1	58,1	58,1					
99	Насос перекачки воды Н-1А	1	0,85	0,85					
100	Насос перекачки воды Н-1В	1	0,85	0,85					
101	Насос перекачки воды Н-1С	1	0,85	0,85					
102	Насос перекачки воды Н-1D	1	0,85	0,85					
103	Насос перекачки воды Н-1Е	1	0,85	0,85					
104	Компрессор инструментального воздуха Atlas Copco GA15FF	2	0,44	0,88					2,8 м ³ /мин
105	Блочно модульная компрессорная станция GA15FF	1	0,44	0,44					1940 л/мин
106	Печь ПНК1,9	1	13,5	13,5					
107	БР-3/4	2	2,15	4,3					БАПР-2.5/2
108	Циркуляционный насос Н-1Ц	1	0,24	0,24					
109	Циркуляционный насос Н-2Ц	1	0,24	0,24					
110	Рессивер инструментального воздуха Демонтаж промышленного оборудования (УПГ-1)	4	0,3	1,2					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
111	Компрессор низкого давления К-101/103	1	3,8	3,8					Agel, мощностью 1250 л.с.
112	Скруббер PV-01	1	0,8	0,8					
113	Всасывающий барабан PD-01	1	5	5					
114	Разгрузочный барабан PD-02	1	5	5					
115	Рециркулирующий всасывающий скруббер PV-02	1	0,8	0,8					
116	Рециркулирующий всасывающий барабан PD-03	1	5	5					
117	Рециркулирующий разгрузочный барабан PD-04	1	5	5					
118	Горизонтальный теплообменник E-302 E-111	1	10	10					
119	Компрессор высокого давления К-102А	1	12,5	12,5					Agel, мощностью 2000 л.с.
120	Всасывающий скруббер 1ой ст. PV-01А	1	1,2	1,2					
121	Всасывающий барабан 1ой ст. PD-01А	1	5	5					
122	Разгрузочный барабан 1ой ст. PD-02А	1	5	5					
123	Всасывающий скруббер 2ой ст. PV-02А	1	1,2	1,2					
124	Всасывающий барабан 2ой ст. PD-03А	1	5	5					
125	Разгрузочный барабан 2ой ст. PD-04А	1	5	5					
126	Экспортный всасывающий скруббер PV-03А	1	0,9	0,9					
127	Всасывающий барабан PD-05А	1	5	5					
128	Разгрузочный барабан PD-06А	1	5	5					
129	Компрессор высокого давления К-102В	1	12,5	12,5					Agel, мощностью 2000 л.с.
130	Всасывающий скруббер 1ой ст. PV-01В	1	1,2	1,2					
131	Всасывающий барабан 1ой ст. PD-01В	1	5	5					
132	Разгрузочный барабан 1ой ст. PD-02В	1	5	5					
133	Всасывающий скруббер 2ой ст. PV-02В	1	1,2	1,2					
134	Всасывающий барабан 2ой ст. PD-03В	1	5	5					
135	Разгрузочный барабан 2ой ст. PD-04В	1	5	5					
136	Экспортный всасывающий скруббер PV-03В	1	0,9	0,9					
137	Всасывающий барабан PD-05В	1	5	5					
138	Разгрузочный барабан PD-06В	1	5	5					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
139	Блок охлаждения газа компрессоров высокого давления Е-203А/В, Е-204А/В, Е-205А/В	4	16	64					
140	Теплообменник газ/газ Е-400А	1	1,4	1,4					
141	Теплообменник газ/газ Е-400В	1	1,4	1,4					
142	Теплообменник газ/жидкость Е-411	1	3,2	3,2					
143	Теплообменник газ/пропан Е-412	1	3,2	3,2					
144	Сепаратор низкой температуры V-400	1	19,26	19,26					
145	Накопительная емкость дебутанизатора V-506	1	5,6	5,6					
146	Емкость конденсата V-500	1	15,8	15,8					
147	Охладитель конденсата Е- 505	1	12	12					
148	Охладитель, конденсат/сжиженный газ АС-508, АС-509	2	9,8	19,6					
149	Сепаратор (верт. испарит. барабан гликоля) V-600	1	22,4	22,4					
150	Ребойлер гликоля (регенератор) Н-604	1	16,88	16,88					
151	Фильтр гликоля F-601	1	0,78	0,78					
152	Фильтр углеводородный F-602	1	0,64	0,64					
153	Фильтр гликолевый F-603А	1	0,5	0,5					
154	Фильтр гликолевый F-603В	1	0,5	0,5					
155	Печь теплоносителя Н-800 "КОНТАКОМАТ" 1-2-0590-S	1	6,4	6,4					
156	Деэтанализатор Т-501	1	26,44	26,44					
157	Дебутанизатор Т-502	1	35	35					
158	Дебутанизатор Т-503	1	35	35					
159	Ребойлер деэтанализатора Е-502	1	18,2	18,2					
160	Ребойлер дебутанизатора Е-504	1	18,2	18,2					
161	Компрессор "Хоуден"(холодильный компрессор) К-402 WRVI355165	1	5,5	5,5					Howden, мощностью 2300 л.с.
162	Пропановый входной скруббер V-402	1	0,8	0,8					
163	Пропановый экономайзер V-403	1	1,4	1,4					
164	Сепаратор масла V-406	1	0,76	0,76					
165	Теплообменник Е-100	1	1,36	1,36					
166	Сепаратор отделения воды V-405	1	14,28	14,28					
167	Охладитель пропана ЕА 401А	1	8	8					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
168	Охладитель пропана EA 401B	1	8	8					
169	Охладитель пропана EA 401C	1	8	8					
170	Охладитель пропана EA 401D	1	8	8					
171	Охладитель гликоля E-409	1	9	9					
172	Дренажная емкость 20м ³ VE-41.801	1	3,59	3,59					
173	Дренажная емкость 8м ³ VT-41.802	1	2,5	2,5					
174	Сепаратор низкого давления	1	20,76	20,76					
175	Сборник пропана V-404A	1	19,26	19,26					
176	Сборник пропана V-404B	1	19,26	19,26					
177	Печь спутникового обогрева TVK-200 TA-25	1	2,3	2,3					
178	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
179	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
180	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
181	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
182	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
183	Установка компрессорная KR-41.000 BOGE S 29-2 1/2	1	0,5	0,5					
184	Установка одоранта	1	8,53	8,53					
185	Сепаратор на камере приема скребка г-прд "Нуралы"	1	2,48	2,48					
186	Сепаратор на узле ГУ- 1/2	1	2,48	2,48					
187	Насос циркуляции масла	1	1,4	1,4					
188	Насос циркуляции масла	1	1,4	1,4					
189	Насос циркуляции гликоля	1	0,9	0,9					
190	Насос циркуляции гликоля	1	0,9	0,9					
191	Насос циркуляции триэтиленгликоля	1	0,84	0,84					
192	Винтовой компрессор "Хоуден" WRV365/165	1	7,2	7,2					
193	Насос предварительной закачки масла в компрессор	1	0,45	0,45					
194	Насос перекачки гликоля	1	0,78	0,78					
195	Насос перекачки гликоля	1	0,78	0,78					
196	Насос перекачки СУВГ	1	0,9	0,9					
197	Насос перекачки СУВГ	1	0,9	0,9					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
198	Насос циркуляции теплоносителя	1	0,84	0,84					
199	Насос циркуляции теплоносителя	1	0,84	0,84					
200	Насос перекачки газожидкостной смеси	1	1,2	1,2					
201	Насос перекачки газожидкостной смеси	1	1,2	1,2					
202	Блок-бокс пожаротушения	1	12	12					
203	Блок-бокс пожаротушения компрессорной установки	4	8	32					
204	Установка фильтра F-200A	1	1,64	1,64					
205	Установка фильтра F-200B	1	1,64	1,64					
206	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара КГ-101/103 ВК-LAACAPAP210 R410A	1	25	25					
207	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара К-102A ВК-LAACAPAP210 R410A	1	25	25					
208	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара К-102B ВК-LAACAPAP210 R410A	1	25	25					
209	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора К-402 ВК-LAACAPAP105 R410A	1	22,4	22,4					
210	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора К-402 ВК-LAACAPAP105 R410A	1	22,4	22,4					
211	Блок дозирования реагента БДР-1	1	3,5	3,5					
212	Блок дозирования реагента БДР-2	1	3,5	3,5					
	Демонтаж промыслового оборудования (УПГ-2)								
213	Блок сепаратора С-1	1	14,28	14,28					
214	Блок сепаратора С-2	1	14,28	14,28					
215	Блок сепаратора С-3	1	14,28	14,28					
216	Блок насосов нестабильного конденсата Н-3	1	1,45	1,45					
217	Блок насосов нестабильного конденсата Н-2	1	1,45	1,45					
218	Теплообменник газ-газ Т-1	1	1,36	1,36					
219	Теплообменник газ-конденсат Т-5	1	1,36	1,36					
220	Холодильник Х-1	1	4,2	4,2					
221	Блок разделителя	1	2,5	2,5					
222	Блок разделителя	1	2,5	2,5					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубо- проводов, км	Всего длина электр о- сетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
223	Разделитель Р-1	1	4,76	4,76					
224	Разделитель Р-2	1	4,76	4,76					
225	Блок деэтанатора К-1	1	35	35					
226	Испаритель И-1 БРЭГ	1	4,2	4,2					
227	Блок стабилизатора К-2	1	8,4	8,4					
228	Емкость буферная Е-1 на БРЭГ	1	2,5	2,5					
229	Теплообменник "конденсат-СПБТ" Т-4	1	1,36	1,36					
230	Испаритель И-2	1	0,92	0,92					
231	Дегазатор Д-1	1	12,56	12,56					
232	Фильтр регенерации гликоля Ф-1	1	0,78	0,78					
233	Фильтр регенерации гликоля Ф-3А	1	0,78	0,78					
234	Фильтр регенерации гликоля Ф-3Б	1	0,78	0,78					
235	Теплообменник "конденсат-конденсат" Т-3	1	1,36	1,36					
236	Блок насосов Н-1 ½	1	10,44	10,44					
237	Блок насосов циркуляции теплоносителя Н-5 ½	1	9,26	9,26					
238	Рефлюксная емкость Е-3	1	2,5	2,5					
239	Насосный блок Н-6 ½	1	10,44	10,44					
240	Теплообменник Т-6	1	1,36	1,36					
241	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-1	1	4,86	4,86					
242	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-2А	1	4,86	4,86					
243	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-3Б	1	4,86	4,86					
244	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-3А	1	4,86	4,86					
245	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-2Б	1	4,86	4,86					
246	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-4 1/4	1	4,86	4,86					
247	Аварийная емкость V-25м	1	3,56	3,56					
248	Емкость дренажная (условно чистых вод) ЕП-16	1	3,56	3,56					
249	Емкость дренажа этиленгликоля ЕП-16	1	3,56	3,56					
250	Емкость для сброса жидких углеводородов V-80м	1	6,6	6,6					
251	Емкость дренажа теплоносителя (масло) Е-40	1	4,5	4,5					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
252	Аварийная емкость для сброса жидких углеводородов V-80м	1	6,6	6,6					
253	Печь для нагрева теплоносителя П-1	1	56	56					
254	Установка определения точки росы	1	1,8	1,8					
255	Фреонно холодильная установка ФХУ-1	1	7,54	7,54					
256	Здание газового пожаротушения(блок-бокс) ГО643В	1	11,28	11,28					
257	Блок установки подготовки воздуха БПВ	1	8,44	8,44					
258	Рессивер воздуха В 16 В 16-8-2-50	1	1,2	1,2					
259	Газокомпрессорная установка низкого давления КГ-1	1	2,5	2,5					Ariel, мощностью 800 kWt
260	Скруббер V-100	1	0,8	0,8					
261	Всасывающий барабан V-101А	1	5	5					
262	Загрузочный барабан V-102А	1	5	5					
263	Всасывающий барабан V-101В	1	5	5					
264	Загрузочный барабан V-102В	1	5	5					
265	Газокомпрессорная установка высокого давления КГ-2А	1	12,5	12,5					Ariel, мощностью 2160 kWt
266	Скруббер V-300А	1	0,8	0,8					
267	Всасывающий барабан V-301А	1	5	5					
268	Разгрузочный барабан V-302А	1	5	5					
269	Скруббер V-200	1	0,8	0,8					
270	Всасывающий барабан V-201А	1	5	5					
271	Разгрузочный барабан V-202А	1	5	5					
272	Скруббер V-100А	1	0,8	0,8					
273	Всасывающий барабан V-101А	1	5	5					
274	Разгрузочный барабан V-102А	1	5	5					
275	Газокомпрессорная установка высокого давления КГ-2Б	1	12,5	12,5					Ariel, мощностью 2160 kWt
276	Скруббер V-300В	1	0,8	0,8					
277	Всасывающий барабан V-301В	1	5	5					
278	Разгрузочный барабан V-302В	1	5	5					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубо- проводов, км	Всего длина электр о- сетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
279	Скруббер V-200В	1	0,8	0,8					
280	Всасывающий барабан V-201В	1	5	5					
281	Разгрузочный барабан V-202В	1	5	5					
282	Скруббер V-100В	1	0,8	0,8					
283	Всасывающий барабан V-101В	1	5	5					
284	Разгрузочный барабан V-102В	1	5	5					
285	Установка факельная УФМГ-700ХЛ	1	8	8					
286	Сепаратор факельный ФС-1	1	0,5	0,5					
287	Насосный блок Н-7 1/2	1	10,44	10,44					
288	Дренажная емкость факельного сепаратора	1	4,5	4,5					
289	Конденсатосборник на газопроводе "Нур-Акш"	1	0,8	0,8					
290	Конденсатосборник на газопроводе "Нур-Акш"	1	0,8	0,8					
291	Камера скребка газопрвода "Нур-Акш"	1	0,6	0,6					
292	Камера скребка газопрвода "Нур-Акш"	1	0,6	0,6					
293	Дренажная емкость на КПС "Нуралы" ЕП-50	1	4,5	4,5					
294	Конденсатосборник на газопроводе "ГУ 1-УПГ"	1	0,8	0,8					
295	Камера скребка газопрвода "ГУ -1"	1	0,3	0,3					
296	Камера скребка газопрвода "ГУ-1"	1	0,3	0,3					
297	Конденсатосборник на газопроводе "ГУ 2-УПГ"	1	0,8	0,8					
298	Камера скребка газопрвода "ГУ-2"	1	0,3	0,3					
299	Камера скребка газопрвода "ГУ-2"	1	0,3	0,3					
300	Всасывающий фильтр CCD 450	1	0,4	0,4					
301	Всасывающий фильтр CCD 451	1	0,4	0,4					
302	Всасывающий фильтр CCD 452	1	0,4	0,4					
303	Всасывающий фильтр CCD 453	1	0,4	0,4					
304	Экономайзер KS25-FEP-126T L3000	1	0,78	0,78					
305	Экономайзер KS25-FEP-126T L3000	1	0,78	0,78					
306	Экономайзер KS25-FEP-126T L3000	1	0,78	0,78					
307	Экономайзер KS25-FEP-126T L3000	1	0,78	0,78					
308	Охладитель масла OC40320V	1	2,8	2,8					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
309	Охладитель масла ОС40320V	1	2,8	2,8					
310	Охладитель масла ОС40320V	1	2,8	2,8					
311	Охладитель масла ОС40320V	1	2,8	2,8					
312	Нефтегазовый сепаратор V-101	1	19,26	19,26					
313	Нефтегазовый сепаратор V-102	1	19,26	19,26					
314	Маслоохладитель KS20-AEP-413 L2000	1	2,4	2,4					
315	Маслоохладитель KS20-AEP-413 L2000	1	2,4	2,4					
316	Маслоохладитель KS20-AEP-413 L2000	1	2,4	2,4					
317	Маслоохладитель KS20-AEP-413 L2000	1	2,4	2,4					
318	Отделитель масла HS1004026	1	1,6	1,6					
319	Отделитель масла HS1004026-С	1	1,6	1,6					
320	Отделитель масла HS1004026-С	1	1,6	1,6					
321	Отделитель масла HS1004026-С	1	1,6	1,6					
322	Циркуляционный ресивер РГ-12	1	3	3					
323	Циркуляционный ресивер РГ-12	1	3	3					
324	Линейный ресивер РГ-12	1	2,86	2,86					
325	Испаритель И-1 ГПП 2485.12.00.00.000	1	0,9	0,9					
326	Испаритель И-2 ГПП 2485.15.00.00.000	1	0,9	0,9					
327	Сепаратор факельный ФС-1	1	0,5	0,5					
328	Стабилизатор К-2	1	4,24	4,24					
329	Аварийная емкость для сброса жидких углеводородов	1	3,5	3,5					
330	Дезанизатор К-1	1	26,44	26,44					
331	Теплообменник " Кондинсат-СПБТ" Т-4	1	0,76	0,76					
332	Емкость рефлюксная Е-1 СУГ	1	2	2					
333	Циркуляционный ресивер РГ-12	1	3	3					
334	Циркуляционный ресивер РГ-12	1	3	3					
335	Линейный ресивер РГ-12	1	2,86	2,86					
336	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора КГ-1	1	4,46	4,46					
337	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора КГ-2А	1	4,46	4,46					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
338	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора КГ-2Б	1	4,46	4,46					
339	Компрессор фреоновый U-600 Майком	1	6,0	6,0					
340	Компрессор фреоновый U-601 Майком	1	6,0	6,0					
341	Компрессор фреоновый U-602 Майком	1	6,0	6,0					
342	Компрессор фреоновый U-603 Майком	1	6,0	6,0					
343	Компрессор высокого давления РЕЗЕРВНЫЙ	1	12,5	12,5					Ariel, JGC/4, F-32743
	Демонтаж промыслового оборудования (СПТН Кумколь)								
344	Теплообменник E-3320	1	1,36	1,36					
345	Бустерный насос P-3320 L 4НК - 256/100-АНОКР-G	1	1,92	1,92					
346	Бустерный насос P-3320 L 4НК - 256/100-АНОКР-G	1	1,92	1,92					
347	Бустерный насос P-3320 L 4НК - 256/100-АНОКР-G	1	1,92	1,92					
348	Печь (котёл) подогрева H-3320	1	2,24	2,24					
349	Камера приема скребка 1линии нефтепровода	1	0,3	0,3					
350	Камера приема скребка 2линии нефтепровода	1	0,3	0,3					
351	Дренажная емкость 24м ³	1	6	6					
	Демонтаж промыслового оборудования (СУВГ)								
352	Емкость V-200м ³	16	11	176					
353	Насос А, SLM GV	1	0,32	0,32					
354	Насос В, SLM GV	1	0,32	0,32					
355	Насос С, SLM GV	1	0,32	0,32					
356	Заправочная колонка А	1	0,12	0,12					
357	Заправочная колонка В	1	0,12	0,12					
358	Заправочная колонка С	1	0,12	0,12					
359	Подпиточный насос пожаротушения	1	0,28	0,28					
360	Дренажная емкость ЕП-12	1	2,86	2,86					
361	Резервуар пожаротушения V-1000м ³	2	33,5	67					
362	BAQE насос пожаротушения	4	0,48	0,48					
363	VOGE S воздушный компрессор	2	0,14	0,28					
364	VOGE BSO воздушный компрессор	2	0,14	0,28					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
365	Факельная свеча TORNADO	1	0,12	0,12					
	Демонтаж трубопроводов								
366	Демонтаж стальных трубопроводов технологических линий ЦППН, в т.ч.:								
	Ø219х6 мм	км					0,414		
	Ø325х8 мм	км					1,538		
	Ø159х6 мм	км					2,256		
	Ø273х8 мм	км					0,519		
	Ø426х8 мм	км					0,118		
	Ø108х6 мм	км					0,297		
367	Газопроводы:								
	Ø159х6 мм	км					3,12		ГУ1-УПГ
	Ø159х6 мм	км					2,785		ГУ2-УПГ
	Ø426х8 мм	км					0,516		
	Ø219х6 мм	км					0,234		
	Ø108х6 мм	км					0,321		
368	Водоводы:								
	Ø159х6 мм	км					0,155		
	Ø108х6 мм	км					0,400		
369	Демонтаж нефтепровода Акшабулак-Кумколь Ø219х8 мм (нитка 1)	км					57,283		стальной
370	Демонтаж нефтепровода Акшабулак-Кумколь Ø219х8 мм (нитка 2)	км					57,283		стальной
371	Демонтаж нефтепровода АГЗУ-4 - ЦППН Ø142х6 мм	км					3,473		с\пластик
372	Демонтаж нефтепровода ГУ-3 - ЦППН Ø219х8 мм	км					2,024		с\пластик
373	Демонтаж нефтепровода ГУ1 - ЦППН Ø159х6 мм	км					2,510		стальной
374	Демонтаж нефтепровода ГУ2 - ЦППН Ø159х6 мм	км					3,160		стальной
375	Демонтаж нефтепровода АГЗУ-5 ГУ-2 Ø219х8 мм	км					1,330		стальной
376	Демонтаж нефтепровода ГУ5 - ГУ3 Ø219х8 мм	км					2,737		с\пластик
377	Демонтаж нефтепровода ГУ4-Манифольд 5" Ø219х8 мм	км					3,278		с\пластик
378	Демонтаж нефтепровода Маф4-Манифольд3" Ø219х8 мм	км					0,144		стальной

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубо- проводов, км	Всего длина электр о- сетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
379	Демонтаж нефтепровода АГЗУ доп-Маф-4 Ø219x8 мм	км					0,104		стальной
380	Демонтаж нефтепровода АГЗУ-6-УПСВ-3ман. Ø219x8 мм	км					1,445		стальной
381	Демонтаж выкидных линии Ø89x4.5 мм	км					42,412		с\пластик
382	Демонтаж выкидных линии Ø114x7 мм	км					218,028		с\пластик
383	Демонтаж выкидных линии Ø131x4 мм	км					27,956		с\пластик
384	Демонтаж нагнетательных линии Ø131x4 мм	км					49,948		с\пластик
385	Демонтаж нагнетательных линии Ø114x7 мм	км					56,43		с\пластик
386	Демонтаж нагнетательных линии Ø114x7 мм	км					0,025		стальной
387	Демонтаж водяных коллекторов БКНС-ВРП "Юг" Ø219x8 мм	км					3,948		с\пластик
388	Демонтаж водяных коллекторов БКНС-ВРП "Север" Ø219x8 мм	км					3,240		с\пластик
389	Демонтаж водяных коллекторов УППВ-БКНС Ø219x8 мм	км					0,310		с\пластик
390	Демонтаж водяных коллекторов УПСВ-БКНС Ø219x8 мм	км					0,265		с\пластик
391	Демонтаж водяных коллекторов БКНС-ВРП "Юг3" Ø219x8 мм	км					2,481		стальной
392	Демонтаж трубопроводов: Входной манифольд 12"150 (коллектор) низкого давления фильтровальной	км					0,018		
393	Демонтаж технологическая линия РВС Т-1601А и линия коллектора низкого давления в насосной артезианской воды 14"150	км					0,105		
394	Демонтаж технологическая линии от фильтровальной до РВС Т-1601А 14"150	км					0,036		
395	Демонтаж рециркуляционная линия 6"150 от насосной до РВС	км					0,098		
396	Демонтаж выходной манифольд 12"900 (коллектор) высокого давления артезианской воды (насосной станции)	км					0,027		
397	Демонтаж выходной манифольд 12"900 (коллектор) высокого давления пластовой воды (насосной станции)	км					0,013		

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубо- проводов, км	Всего длина электр о- сетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
398	Демонтаж входного манифольда пластиковой воды 14"150 (насосной станции)	км					0,017		
399	Демонтаж входного манифольда артезианской воды 14"150	км					0,035		
400	Демонтаж дренажной линии 2"150 (насосной станции)	км					0,037		
401	Демонтаж входного коллектора 8"150 насосных агрегатов KSB	км					0,024		
402	Демонтаж выходного коллектора 6"600 насосных агрегатов KSB	км					0,031		
403	Демонтаж входного коллектора 6"150 насосных агрегатов SULZER	км					0,022		
404	Демонтаж выходного коллектора 3x8"900 насосных агрегатов SULZER	км					0,034		
405	Демонтаж линии коллектора 8"900 ВПП север ВПП юг (насосной станции)	км					0,019		
406	Демонтаж линии коллектора устья нагнетательных скважин 4"900	км					0,257		
407	Демонтаж рециркуляционной линии 4"150 (в насосной станции)	км					0,35		
408	Демонтаж линии водяных скважин Ø114x7 мм	км					4,807		с\пластик
409	Демонтаж линии водяных скважин Ø89x4.5 мм	км					1,877		стальной
410	Демонтаж линии водяных скважин Ø131x4 мм	км					0,116		с\пластик
411	Демонтаж линии водяных скважин Ø219x8 мм	км					0,102		стальной
412	Демонтаж линии водяных скважин Ø142x8 мм	км					4,88		стальной
413	Демонтаж линии водяных скважин Ø114x7 мм	км					1,219		стальной
	Демонтаж промышленного оборудования (БКНС)								
414	Демонтаж наземного резервуара вертикального стального РВС 1000 м3 для хранения подготовленной воды	3	33,5	100,5					
415	Демонтаж насоса KSB тип HGM-RO 4/6 (125м ³) с эл.двигатель	3	0,30	0,9					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
416	Демонтаж насоса МСД SULZER (125м\3ч) с эл. двигатель.	3	0,60	1,8					
417	Демонтаж аварийной установки фильтрации артезианской воды	1	1,5	1,5					
418	Демонтаж установки фильтрации артезианской воды	1	3,2	3,2					
419	Демонтаж установки фильтрации артезианской воды	1	3,2	3,2					
420	Демонтаж установки фильтрации артезианской воды	1	3,2	3,2					г. Краснокамск
421	Демонтаж установки фильтрации артезианской воды	1	3,2	3,2					Тип FA-63* 1000H
422	Демонтаж ингибиторной Z-1601	1	2,25	2,25					
423	Демонтаж ингибиторной Z-1610	1	2,25	2,25					
424	Демонтаж горизонтальной емкости 75м3	1	11	11					
425	Демонтаж водораспределительных пунктов (ВРП)	5	23	115					
426	Демонтаж воздушного компрессора	1	0,24	0,24					
	Демонтаж промыслового оборудования (ГУ-1,2)								
427	Буферная емкость С-102	1	12,4	12,4					
428	Буферная емкость С-202	1	12,4	12,4					
429	Демонтаж печи ПП-0,63	1	13,0	13,0					
430	Демонтаж печи ПНК-1,9	2	13,5	27					
431	Демонтаж скруббера газа ГС-101, ГС-201	2	0,8	1,6					
432	Демонтаж скруббера газа ГС-203	1	1,6	1,6					
433	Сепаратор С-103	1	20,76	20,76					
434	Сепаратор С-203	1	20,76	20,76					
435	Емкость сепарационная С-101, С-201	2	8,44	16,88					
436	Емкость сепаратор измеритель А-101, А-201	2	0,48	0,96					
437	Дренажная емкость ЕП-63	2	8,9	17,8					
438	Дренажная емкость ЕП-25	2	4,22	8,44					
439	Демонтаж насоса ЦНС 105/294	4	0,725	2,9					
440	Демонтаж автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) "ОЗНА - массомер" с блоком автоматики	4	50	200					
441	Weatherford 25-175-RHAM-14-4-2-2	1	0,12	0,12					Погружные насосы

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
442	Weatherford 25-175-RHAM-14-4-2-2	1	0,12	0,12					
443	Устройство запуска для газопроводов Argus	2	0,3	0,6					
444	Устройство приема для газопроводов Argus	2	0,3	0,6					
445	БР	2	0,6	1,2					
446	Установка факельная с автоматизированной электроискровой системой розжига и контроля пламени	2	7	14					
447	Демонтаж автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) "ОЗНА - массомер" с блоком автоматики	7	50	350					АГЗУ-3А, АГЗУ-3В, АГЗУ-4, АГЗУ-5А, АГЗУ-5В, 6, МАФ-4
448	Дренажная емкость ЕП	7	1	7					
	Демонтаж зданий и сооружений с сохранением годных материалов								
449	Демонтаж КПП-1 «Акшабулак»	2				133,5			Модульные контейнера
450	Демонтаж КПП ЦПиПН	1				54			
451	Демонтаж КПП-6	1				36			
452	Демонтаж КПП-7 СУВГ	1				54			
453	Демонтаж КПП-8 ЦПиТГ	1				30			
454	Демонтаж КПП-9 Склад	1				18			
455	Демонтаж пожарного депо	1				1641			Одноэтажное здание с 23 помещениями, металлический модуль
456	Демонтаж участка подрячных организаций	13			32	416			Модульные контейнера
457	Демонтаж жилого комплекса КЭМП-1	1				3620			Блок-А, В, С
458	Демонтаж общежитие №1 и №2	2			984	1968			В блочно-модульном исполнении (контейнерный)
459	Демонтаж жилого блока №3, №4, №5, №6	4			568	2272			
460	Демонтаж гостиницы	1				918			
461	Демонтаж столовой	1				3091			
462	Демонтаж спортивного зала	1				1756			
463	Демонтаж класса ТБ	1				168			

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
464	Демонтаж магазина	1			40	40			
465	Демонтаж офиса работников склада	1				235			металлический модуль
466	Демонтаж ангарного склада	1				678			
467	Демонтаж ангара №1	1				6600			
468	Демонтаж ангара №2	1				1500			
469	Демонтаж ангара №3	1				1080			
470	Демонтаж ангара №4	1				1747			контейнерного исполнения
471	Демонтаж склада хранения химреагентов	1				1435			
472	Демонтаж склада хранения химреагентов	1				1540			
473	Демонтаж помещения системы пожаротушения	1				175			
474	Демонтаж склада хранения масел	1				700			
475	Демонтаж склада хранения масел	1				770			
476	Демонтаж мастерской участка химизации	1				221			
477	Демонтаж химико-аналитической лаборатории	1				610			В блочно-модульном исполнении (контейнерный)
478	Демонтаж административного корпуса ЦППН	1				902			Модульное здание
479	Демонтаж мастерской ЦППН	1				912			металлический модуль
480	Демонтаж токарного цеха	1				420			металлический модуль
481	Демонтаж сварочного поста	1				386			металлический модуль
482	Демонтаж слесарной мастерской	1				336			металлический модуль
483	Демонтаж операторной УДНГ	1				196			одноэтажное помещение
484	Демонтаж операторной ГУ-1, ГУ-2	2				240			одноэтажное помещение
485	Демонтаж операторной химизации	1			39	39			Модульное здание
486	Демонтаж операторной терминала ЦППН	1			34	34			Модульное здание
487	Демонтаж операторной УПСВ	1			81	81			Модульное здание
488	Демонтаж помещения электриков УПСВ	1			40	40			Модульное здание
489	Демонтаж помещения КИПиА УПСВ	1			40	40			Модульное здание
490	Демонтаж помещения мастера обслуживания газонефтепроводов	1			40	40			Модульное здание

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
491	Демонтаж операторной УПГ-1	1				270			Модульное здание
492	Демонтаж помещения КИПиА УПГ-1	1				32			Модульное здание
493	Демонтаж операторной УПГ-2	1				264			Модульное здание
494	Демонтаж операторная терминала хранения и налива СУГ	1				140			Модульное здание
495	Демонтаж операторной БКНС	1				49			Модульное здание
496	Демонтаж мастерской БКНС	1				76			Модульное здание
497	Демонтаж закрытого распределительного устройства подстанции "Акшабулак"	1				320			Модульное здание
498	Демонтаж операторной КОС	1				32			модульный контейнер
499	Демонтаж операторной ЕП15 (пункт подогрева нефти)	1				72			модульный контейнер
500	Демонтаж ограждения полигона ТБО из металлической сетки, труб и ворот	1	3	3					
	Демонтаж сетей эл.передач, объекты энергообеспечения								
501	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ Запад	км						22,04	Провод 3*АС-95 опора СВ-105 в количестве - 590 шт.
502	Воздушная линия электропередач ВЛ-110кВ Л-149	км						4,90	
503	Воздушная линия электропередач ВЛ-110кВ Л-150	км						4,00	
504	Подстанции и распределительные пункты 6кВ	15	1,2	18					
505	Трансформаторы силовые 6/0,4кВ	18	1,584	28,51					
506	Трансформаторы силовые 6/0,69кВ	3	0,85	2,55					
507	Блок статических конденсаторов 6кВ	10	1,2	12					
508	Блок статических конденсаторов 0,4кВ	6	2	12					
509	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ двухцепный СИП ГУ-2	км						3	Провод 3*АС-95, опора СВ-105 в количестве - 77 шт.
510	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ двухцепный СИП ГУ-3	км						1,62	Провод 3*АС-120, опора СВ-105 в количестве - 39 шт.

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
511	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ двухцепный СИП ГУ-4	км						2,84	Провод 3*АС-120, опора СВ-105 в количестве - 79 шт.
512	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ Кумколь от яч.№32	км						2,20	Провод 3*АС-70, опора СВ-105 в количестве - 55 шт.
513	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ Кумколь от яч.№35	км						2,10	Провод 3*АС-70, опора СВ-105 в количестве - 55 шт.
514	ПС-110/6кВ Акшабулак 4секционная	4	40	160					ОРУ-110кВ - 4 секции, ЗРУ-6кВ -4 секции, силовой трансформатор 16МВА - 4шт.
515	КТПН м/р Акшабулак	233	0,158	36,814					для работы скважин
516	Трансформатор ТМПН	112	0,48	53,76					для работы скважин
517	Прожектор освещения на скажинах	93	1,23	114,39					
518	Молниеотводы по всем скважинам	67	0,7	46,9					
519	Прожекторы на промышленных объектах	250	0,35	87,5					
520	Электродвигатель 7,5 кВт	6	0,07	0,42					
521	Электродвигатель 10 кВт	6	0,09	0,54					
522	Электродвигатель 11 кВт	6	0,086	0,516					
523	Электродвигатель 15 кВт	9	0,116	1,044					
524	Электродвигатель 18 кВт	14	0,142	1,988					
525	Электродвигатель 22 кВт	15	0,15	2,25					
526	Электродвигатель 30 кВт	20	0,017	0,34					
527	Электродвигатель 90 кВт	6	0,53	3,18					
528	Электродвигатели 6 кВ	11	2,7	29,7					
529	Блоки управления с ЧРП Робикон 6кВ	3	2,5	7,5					
530	Блоки управления с ЧРП Toshiba	11	1,9	20,9					
531	Блоки управления с плавным пуском Moeller	8	2,45	19,6					
532	Блоки управления с ЧРП 0,69кВ Сименс, АВВ	5	2,60	13					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
533	Блоки управления с ЧРП 0,4кВ	20	1,84	36,8					
534	Распределительные щиты РП, РЩ, ВРУ-0,4 кВ	60,00	0,11	6,6					
535	Кабельные линии электропередачи 6кВ	км						52	
536	Кабельные линии электропередачи 0,69/0,4кВ	км						262	
	Демонтаж дизельных генераторов								
537	CAT 3412 (1998 г.в.)	1	6,13	6,13					КЭМП
538	CAT3412 (1998 г.в.)	1	6,13	6,13					ЦППН трансверные насосы
539	CAT3412 (1998 г.в.)	1	6,13	6,13					ЦППН трансверные насосы
540	CAT 3516 (1998 г.в.)	1	17,75	17,75					ЦППН трансверные насосы
541	CAT 3516 (1998 г.в.)	1	17,75	17,75					ЦППН трансверные насосы
542	DEUTZ BF6M 1015C2 (2000г.в)	1	1,0	1,0					ЦППН площадка для ДЭС
543	DEUTZ BF6M 1015C2 (2000г.в)	1	1,0	1,0					ЦППН площадка для ДЭС
544	CAT D348 (1980г.в)	1	1,93	1,93					ГУ-2
545	CAT-3516 (1980г.в)	1	17,75	17,75					ЦППН экспортные насосы
546	CAT-3516 (1980г.в)	1	17,75	17,75					ЦППН экспортные насосы
547	DISEL MOTOR mtu 12V2000 (2001г.в)	1	2,5	2,5					БКНС
548	PERKINS (2004г.в)	1	1,61	1,61					Газопровод Нуралы- Акшабулак 22 км.
549	PERKINS (2004г.в)	1	1,61	1,61					Нефтепровод Нуралы-Акшабулак - 15км.

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
550	PERIN (2004г.в)	1	1,61	1,61					Нефтепровод Акшабулак-Нуралы - 15км.
551	FG WILSON Perkins (2015г.в)	1	1,61	1,61					Нефтепровод Нуралы-Акшабулак - 15км.
552	mtu 12V2000 (2004г.в)	1	2,5	2,5					LPG
553	DEUTZ -TZ -130/50 (2004г.в)	1	2,5	2,5					УПГ 1
554	JOHN DEERI (2006г.в)	1	0,96	0,96					ЦППН площадка для ДЭС.
555	CUMMINS -3 (2007г.в)	1	0,5	0,5					ЦППН площадка для ДЭС.
556	DOOSAN P158 LE-S (2008г.в)	1	1	1					ТА-65Е
557	DOOSAN P158 LE-S (2008г.в)	1	1	1					ТА-65
558	PERKINS (1998г.в)	1	1,6	1,6					ЦППН площадка для ДЭС
559	GENPOWER DOOSAN model GDD 415 (2009г.в)	1	4,6	4,6					Акшабулак, Химико-Аналитическая лаборатория
560	CUKUROVA model GJ1100 MN (2009г.в)	1	1,420	1,420					Новый КЭМП на 200 мест
561	CUMMINS APD 2000 (2011г.в)	1	15,15 2	15,152					Акшабулак, Новое пожарное депо
562	JOHN DEERI AJD110 (2008г.в)	1	2,5	2,5					Акшабулак, УПГ-2
563	JOHN DEERI AJD70 (2008г.в)	1	1,5	1,5					Акшабулак, УПГ-2
564	CUMMINS модель 6BTAA 5,9-G2 (2012г.в)	1	0,5	0,5					Акшабулак, станция биологической очистки
565	DOOSAN P158LE-1 (2013г.в)	1	1	1					ГУ-1
566	DOOSAN P126TI-II (2014г.в)	1	1	1					УПСВ
567	Cummins NTA 855 (2012г.в)	1	1,35	1,35					ЦППН площадка

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
568	АД-30 (2012г.в)	1	1	1					ЦППН Мехмастерская ТА-76
569	CUMMINS- 4 (2007г.в)	1	1	1					ЦППН площадка для ДЭС
570	Alfa-Ricardo 5KJA75 (2019г.в.)	1	1,279	1,279					АГЗУ-6
571	Дизель - компрессор возд.-- КВ 5/ 10	1	0,75	0,75					ЦППН Мехмастерская ТА-76
572	Дизель - компрессор возд.-- ПСКД 1,4/25	1	0,64	0,64					прицеп-станция компрессорная передвижная на ЦППН Мехмастерская ТА-76
573	Демонтаж железобетонных плит дорожного покрытия	1374	3,079	4230,5 46					
574	Демонтаж железобетонных фундаментов	570	3,079	1755					
575	Транспортировка демонтированных материалов								
	Транспортировка от м. Акшабулак до г.Кызылорда демонтированного оборудования из металла, железобетона и др. материалов на базу сдачи , км	175							
	Транспортировка от м. Акшабулак до г.Кызылорда строительного мусора на полигон ТБО, км	150							
576	Земляные работы при демонтаже подземных трубопроводов, м3	1 437319							
577	Земляные работы при демонтаже гравийных автодорог,	360000							
578	Земляные работы по технической рекультивации нарушенных земель на месторождении, включая нарушенные земли полигона ТБО, м3	51 000							
579	Работы по биологической рекультивации нарушенных земель на месторождении, включая нарушенные земли полигона ТБО, озеленением путём посадки саженцев деревьев и кустарников, м2	170 000							