

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

**УТВЕРЖДАЮ**

Президент:

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

Вэнь Цзяцзюнь

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023г.



**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮГО-ЗАПАДНЫЙ**  
**САРЫБУЛАК**

Договор №22-483/2022









Заместитель директора по  
производству:  
ТОО «Timal Consulting Group»



М.Н. БАБАШЕВА

г.Атырау, 2023

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

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

Ответственный за документ-контроль  Кабдулова З.Д.

# ТОМ I

## СОДЕРЖАНИЕ

Оглавление		Стр.
1		2
<b>РЕФЕРАТ</b>		20
<b>ВВЕДЕНИЕ</b>		21
<b>1.</b>	<b>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>	26
<b>2.</b>	<b>ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	28
2.1	Характеристика геологического строения	28
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	54
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	72
2.3.1	<i>Свойства и состав нефти в поверхностных условиях</i>	72
2.3.2	<i>Свойства нефти в пластовых условиях</i>	77
2.3.3	<i>Свойства и состав газа</i>	81
2.3.4	<i>Свойства газоконденсата</i>	84
2.3.5	<i>Физические свойства и химический состав воды</i>	88
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	90
2.5	Запасы нефти и газа	98
<b>3.</b>	<b>ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ</b>	105
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов	105
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	128
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	128
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	159
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	163
3.2.4	<i>Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин</i>	165
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	208
3.3.1	<i>Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	208
3.3.2	<i>Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки</i>	209
3.4	Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	212
3.4.1	<i>Обоснование выделения объектов разработки</i>	212
3.4.2	<i>Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов</i>	217
3.4.3	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	218
3.4.4	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	228
3.4.5	<i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i>	232
3.4.6	<i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	232
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	235
<b>4.</b>	<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ</b>	243

Оглавление		Стр.
<b>РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>		
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	243
4.2	Экономические показатели вариантов разработки	266
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	275
<b>5.</b>	<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ</b>	276
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	276
<b>6.</b>	<b>ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА</b>	279
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, и внутри скважинного оборудования	279
6.1.1	<i>Технологические условия эксплуатации добывающих скважин</i>	279
6.1.2	<i>Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования нагнетательных скважинах</i>	287
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	288
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	292
6.3.1	<i>Основные требования к системе промыслового обустройства</i>	292
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	298
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения	299
6.6	Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	302
<b>7.</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН</b>	303
7.1	Требования и рекомендации к конструкциям скважин	303
7.2	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	308
<b>8.</b>	<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ</b>	312
<b>9.</b>	<b>КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИНОГО ОБОРУДОВАНИЯ</b>	332
<b>10.</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b>	340
10.1	Климатические условия расположения	342
10.2	Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	344
10.3	Предложения по установлению нормативов ПДВ	345
10.3.1	<i>Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях</i>	345
10.3.2	<i>Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения</i>	347
10.4	Водные ресурсы	347
10.4.1	<i>Водоснабжение и водоотведение</i>	347
10.4.2	<i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов</i>	348
10.5	Предполагаемые отходы производства и потребления	348
10.5.1	<i>Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры</i>	350
10.6	Почва	351
10.6.1	<i>Оценка воздействия на почвенный покров</i>	355
10.7	Растительный и Животный мир	356
10.7.1	<i>Мероприятия по охране флоры и фауны</i>	358
10.8	Радиационная обстановка	358
10.9	Аварийные ситуации	359
<b>11.</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	361



<b>Оглавление</b>			<b>Стр.</b>
<b>12.</b>	<b>РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ</b>		<b>363</b>
12.1	Затраты на ликвидацию скважин		364
12.2	Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства		365
12.3	Затраты на ликвидацию проектных скважин		365
12.4	Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд		365
<b>ТОМ II</b>			
<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>			
<b>ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>			

## СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1.1	Характеристика продуктивных горизонтов	52
2.	2.1.2	Абсолютные отметки межфлюидных контактов	53
3.	2.2.1	Общая характеристика отбора керна по разрезу	54
4.	2.2.2	Освещенность керном по скважинам и продуктивным горизонтам	55
5.	2.2.3	Комплекс стандартных лабораторных исследований и количество определений	56
6.	2.2.4	Характеристика толщин пластов	63
7.	2.2.5	Статистические показатели характеристик неоднородности	65
8.	2.2.6	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	66
9.	2.2.7	Ряды распределения проницаемости по горизонтам	71
10.	2.3.1	Сравнение физико-химических характеристик нефти в поверхностных условиях	75
11.	2.3.2	Сравнение свойств пластовой нефти	80
12.	2.3.3	Компонентный состав растворенного газа	83
13.	2.3.4	Сравнение физико-химических свойств глубинных проб конденсата	86
14.	2.3.5	Сравнение физико-химических свойств и фракционного состава конденсата	87
15.	2.3.6	Физические свойства и химический состав воды	89
16.	2.4.1	Виды специальных исследований, проведенных на керне	90
17.	2.4.2	Результаты измерений относительной фазовой проницаемости в системе вода-нефть	91
18.	2.4.3	Результаты измерения капиллярного давления и водонасыщенности	92
19.	2.4.4	Смачиваемость пород по методу Аммота, м/р Арыское	94
20.	2.4.5	Относительная проницаемость в системах вода-нефть (м/р Арыское)	95
21.	2.4.6	Относительная проницаемость в системах газ-нефть	96
22.	2.4.7	Сравнение характеристик вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивных горизонтов	97
23.	2.5.1	Подсчет запасов газа и конденсата месторождения Юго-Западный Сарыбулак	99
24.	2.5.2	Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Юго-Западный Сарыбулак	101
25.	3.1.1	Количество проведенных исследований с начала разработки	105
26.	3.1.2	Результаты ГДИС по горизонтам с начала разработки	107
27.	3.1.3	Результаты гидродинамических исследований на месторождении Юго-Западный Сарыбулак	124
28.	3.1.4	Результаты замеров пластового давления за период с 2010г-2022г.	125
29.	3.2.1	Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023г	130
30.	3.2.2	Основные технологические показатели в целом по месторождению	135
31.	3.2.3	Основные технологические показатели по IV объекту	136
32.	3.2.4	Основные технологические показатели по IX объекту	137
33.	3.2.5	График ввода скважин в пробную эксплуатацию	138
34.	3.2.6	Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению	144
35.	3.2.7	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по I объекту	145

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
36.	3.2.8	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по II объекту	146
37.	3.2.9	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по III объекту	147
38.	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по IV объекту	148
39.	3.2.11	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по V объекту	149
40.	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по VIII объекту	150
41.	3.2.13	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по IX объекту	151
42.	3.2.14	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по X объекту	152
43.	3.2.15	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по XI объекту	153
44.	3.2.16	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по XIII объекту	154
45.	3.2.17	Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по XIV объекту	155
46.	3.2.18	Основные показатели выработки запасов по горизонтам	161
47.	3.2.19	Результаты проведения обработки горячей нефтью (ОГН) на месторождении Юго-Западный Сарыбулак	167
48.	3.2.20	Выполненные и рекомендованные скважины для проведения ГРП	173
49.	3.2.21	Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-2	196
50.	3.2.22	Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-3	198
51.	3.2.23	Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-10	201
52.	3.2.24	Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-12	203
53.	3.2.25	Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-15	205
54.	3.2.26	Результаты проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождении	206
55.	3.3.1	Принятые значения послойной неоднородности $V_p^2$ по проницаемости	209
56.	3.3.2	Геолого-физические характеристики расчетной модели пластов	209
57.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики объектов эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак	216
58.	3.4.2	Результаты определения $h_{н.мин}$	217
59.	3.4.3	График мероприятий по вводу переходящих скважин в эксплуатацию по объектам по I-II-III вариантам (нефтяная часть)	222
60.	3.4.4	График мероприятий по вводу проектных скважин в эксплуатацию по объектам по вариантам по объектам по I-II-III вариантам (нефтяная часть)	223
61.	3.4.5	График мероприятий по вводу переходящих скважин в эксплуатацию по объектам по II варианту (газоконденсатная часть)	224
62.	3.4.6	График мероприятий по вводу переходящих скважин в эксплуатацию по объектам по II варианту (газоконденсатная часть)	224
63.	3.4.7	Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки (нефтяная часть)	226

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
64.	3.4.8	Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам	227
65.	3.4.9	Результаты спец.анализ керна	232
66.	3.5.1	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	238
67.	3.5.2	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	239
68.	3.5.3	Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам	239
69.	3.5.4	Ставки налога на добычу	240
70.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	240
71.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	241
72.	3.5.7	Ставки налога на сверхприбыль	242
73.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1	251
74.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1	252
75.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 1	253
76.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 1	254
77.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 1	255
78.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 1	255
79.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-V). Вариант 1	256
80.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-V). Вариант 1	257
81.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 1	258
82.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 1	259
83.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по V эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VII). Вариант 1	260
84.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по V эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VII). Вариант 1	261
85.	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту (горизонт Ю-I). Вариант 1	262
86.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по возвратному объекту (горизонт Ю-I). Вариант 1	263
87.	4.1.15	Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту (горизонт Ю- II). Вариант 1	264
88.	4.1.16	Характеристика основных показателей разработки по возвратному объекту (горизонт Ю-II). Вариант 1	265
89.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)	267
90.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)	269
91.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)	270

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
92.	4.2.4	Расчет чистой прибыли месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)	273
93.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)	274
94.	4.3.1	Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти	275
95.	4.3.2	Значения расчетных коэффициентов извлечения свободного газа	275
96.	4.3.3	Значения расчетных коэффициентов извлечения конденсата	275
97.	5.1.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Юго-Западный Сарыбулак	278
98.	6.1.1	Виды станков-качалок	285
99.	6.1.2	Теоретическая производительность насосов	286
100.	6.2.1	Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	292
101.	6.4.1	Баланс добычи газа	298
102.	6.4.2	Баланс добычи попутного газа с учетом источников потребления газа	298
103.	6.5.1	Объемы воды для ППД	301
104.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 2800м	304
105.	7.1.2	Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 3200м	304
106.	7.1.3	Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 2800м	306
107.	7.1.4	Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 3200м	306
108.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ I возвратного объекта. Вариант I (рекомендуемый)	313
109.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ II возвратного объекта. Вариант I (рекомендуемый)	315
110.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ I объекта. Вариант I (рекомендуемый)	317
111.	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ II объекта. Вариант I (рекомендуемый)	319
112.	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ III объекта. Вариант I (рекомендуемый)	320
113.	8.6	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ IV объекта. Вариант I (рекомендуемый)	322
114.	8.7	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ V объекта. Вариант I (рекомендуемый)	324
115.	8.8	Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ всего месторождения. Вариант I (рекомендуемый)	326
116.	8.9	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа, объема буровых работ I возвратного объекта. Вариант I (рекомендуемый)	329
117.	8.10	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа, объема буровых работ II возвратного объекта. Вариант I (рекомендуемый)	329
118.	8.11	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа, объема буровых работ I объекта. Вариант I (рекомендуемый)	329
119.	8.12	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа, объема буровых работ II объекта. Вариант I (рекомендуемый)	330
120.	8.13	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа, объема буровых работ III объекта. Вариант I (рекомендуемый)	330
121.	8.14	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа, объема буровых работ IV объекта. Вариант I (рекомендуемый)	330

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
122.	8.15	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа, объема буровых работ V объекта. Вариант I (рекомендуемый)	330
123.	8.16	Обоснование проекта плана добычи нефтяного газа, объема буровых работ всего месторождения. Вариант I (рекомендуемый)	331
124.	9.1.1	Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований	335
125.	9.1.2	Комплекс исследований для контроля процесса разработки	339
126.	10.1.1	Температура воздуха, T <sup>0</sup> C	343
127.	10.1.2	Средняя относительная влажность воздуха, %	343
128.	10.1.3	Количество осадков по данным м/с Кызылорда	343
129.	10.1.4	Средняя скорость ветра м/с Кызылорда	344
130.	10.1.5	Повторяемость направлений ветра и штилей, %	344
131.	10.1.6	Число ясных и пасмурных дней по общей облачности	344
132.	12.1.1	Расчет стоимости ликвидации скважины	364
133.	12.3.1	Расчет стоимости ликвидации проектных скважин	365
134.	12.4.1	Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд до 2028г	366
135.	12.4.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 1-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак	366

## СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта района работ	27
2.	2.1.1	Тектоническая схема Арыскупского прогиба	30
3.	2.1.2	Структура по поверхности отложений сазымбайской свиты (горизонт Ю-VII)	33
4.	2.1.3	Структура по поверхности отложений айбалинской свиты (горизонт Ю-VI)	33
5.	2.1.4	Структура по поверхности отложений дощанской свиты (горизонт Ю-V)	34
6.	2.1.5	Структура по поверхности отложений карагансайской свиты (горизонт Ю-IV)	34
7.	2.1.6	Структура по поверхности отложений кумкольской свиты (горизонт Ю-III)	35
8.	2.1.7	Структурная карта по горизонту Ю-III-1 (район скв. ЮЗС-60, ЮЗС-101)	39
9.	2.1.8	Структурная карта по горизонту Ю-III-2 (район кв.ЮЗС-60, ЮЗС-101)	40
10.	2.1.9	Структурная карта по горизонту Ю-IV-A2 (район кв.ЮЗС-60, ЮЗС-101)	42
11.	2.2.1	Установление граничного значения пористости для нижне- и среднеюрских отложений	57
12.	2.2.2	Установление граничного значения пористости для верхнеюрских отложений	57
13.	2.2.3	Зависимость проницаемости от пористости для верхнеюрских и средне-, нижнеюрских отложений	57
14.	2.2.4	Петрофизические зависимости для юрских отложений а) $R_p=f(K_p)$ и б) $R_n=f(K_v)$	58
15.	2.2.5	Зависимость пористости от глинистости для юрских отложений и продуктивных горизонтов	59
16.	2.2.6	Диаграмма распределения гранулометрических фракций для верхнеюрских отложений	59
17.	2.2.7	Диаграмма распределения гранулометрических фракций для средне- и нижнеюрских отложений	59
18.	2.4.1	Результаты ОФП на образцах керн из скважины ЮЗС-102	91
19.	2.4.2	Результаты ОФП на образцах керн из скважины ЮЗС-103	91
20.	2.4.3	Зависимость водонасыщенности от капиллярного давления по образцам из скважин а) ЮЗС-101, б) ЮЗС-102 и в) ЮЗС-103	93
21.	2.4.4	Кривые относительной проницаемости системы нефть-вода (мел)	95
22.	2.4.5	Кривые относительной проницаемости системы нефть-вода (юра)	95
23.	2.4.6	Относительная проницаемость в системе газ-нефть (мел)	96
24.	2.4.7	Относительная проницаемость в системе газ-нефть (юра)	96
25.	3.1.1	Скважина ЮЗС-2. Кривая восстановления давления	113
26.	3.1.2	Скважина ЮЗС-2. Кривая восстановления давления	114
27.	3.1.3	Скважина ЮЗС-4. Кривая восстановления давления	116
28.	3.1.4	Скважина ЮЗС-8. Кривая восстановления давления	118
29.	3.1.5	Скважина ЮЗС-9. Кривая восстановления давления	118
30.	3.1.6	Скважина ЮЗС-9. Кривая восстановления давления	119



№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
31.	3.1.7	Скважина ЮЗС-10. Кривая восстановления давления	119
32.	3.1.8	Скважина ЮЗС-65. Кривая восстановления давления	121
33.	3.1.9	Карта проницаемости. Горизонты Ю-III и Ю-I	122
34.	3.1.10	Карты охвата ГДИ по горизонтам	123
35.	3.2.1	Распределение фонда скважин	129
36.	3.2.2	Основные показатели эксплуатации скважин ЮЗС-3 и ЮЗС-4	132
37.	3.2.3	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки	133
38.	3.2.4	Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению	134
39.	3.2.5	Карта изобар. Горизонты Ю-III, Ю-V и Ю-VI	158
40.	3.2.6	Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по пластам (по категориям C <sub>1</sub> )	159
41.	3.2.7	Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по горизонтам (по категориям C <sub>1</sub> )	159
42.	3.2.8	Распределение накопленной добычи нефти (по категориям C <sub>1</sub> )	160
43.	3.2.9	Карты охвата и интервалы в разрезе скважин гидроразрыва пласта (ГРП)	172
44.	3.2.10	Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-30	174
45.	3.2.11	График мини ГРП на скважине № ЮЗС-30	175
46.	3.2.12	График основного ГРП на скважине № ЮЗС-30	175
47.	3.2.13	Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-30	176
48.	3.2.14	График мини ГРП на скважине № ЮЗС-30	177
49.	3.2.15	График основного ГРП на скважине № ЮЗС-30	177
50.	3.2.16	Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-30	178
51.	3.2.17	Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-31	179
52.	3.2.18	График мини ГРП на скважине № ЮЗС-31	179
53.	3.2.19	График основного ГРП на скважине № ЮЗС-31	180
54.	3.2.20	Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-31	180
55.	3.2.21	Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-32	181
56.	3.2.22	График мини ГРП на скважине № ЮЗС-32	182
57.	3.2.23	График основного ГРП на скважине № ЮЗС-32	182
58.	3.2.24	Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-32	183
59.	3.2.25	Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-33	184
60.	3.2.26	График мини ГРП на скважине № ЮЗС-33	184
61.	3.2.27	График основного ГРП на скважине № ЮЗС-33	185
62.	3.2.28	Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-33	185
63.	3.2.29	Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-102	186
64.	3.2.30	График мини ГРП на скважине № ЮЗС-102	187
65.	3.2.31	График основного ГРП на скважине № ЮЗС-102	187
66.	3.2.32	Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-102	188
67.	3.2.33	Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-15	189
68.	3.2.34	График мини ГРП на скважине № ЮЗС-15	189
69.	3.2.35	График основного ГРП на скважине № ЮЗС-15	190
70.	3.2.36	Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-15	190
71.	3.2.37	Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-101	191
72.	3.2.38	График мини ГРП на скважине № ЮЗС-101	192
73.	3.2.39	График основного ГРП на скважине № ЮЗС-101	192
74.	3.2.40	Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-101	193

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
75.	3.2.41	Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-2	194
76.	3.2.42	Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-2 (А – 12 тонн, Б -50 тонн)	195
77.	3.2.43	Планшет РИГИС скважины ЮЗС-3	196
78.	3.2.44	Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-3 (А – 15 тонн, Б -38 тонн)	197
79.	3.2.45	Планшет РИГИС скважины ЮЗС-10	199
80.	3.2.46	Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-10 (А – 20 тонн, Б - 40тонн)	200
81.	3.2.47	Планшет РИГИС скважины ЮЗС-12	201
82.	3.2.48	Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-12 (А – 15 тонн, Б - 30тонн)	202
83.	3.2.49	Планшет РИГИС скважины ЮЗС-15	204
84.	3.2.50	Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-15 (А – 15 тонн, Б - 30тонн)	205
85.	3.4.1	Распределение геологических запасов нефти (кат. С <sub>1</sub> ) по подсчетным объектам месторождения	215
86.	3.4.2	Распределение геологических запасов нефти по категориям по месторождению	215
87.	3.4.3	Распределение геологических запасов газа по категории С <sub>1</sub>	215
88.	3.4.4	Распределение геологических запасов конденсата по категории С <sub>1</sub>	215
89.	6.1.1	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности I объекта	280
90.	6.1.2	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности II объекта	281
91.	6.1.3	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности III объекта	281
92.	6.1.4	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности IV объекта	282
93.	6.1.5	Эксплуатация УШГН	283
94.	6.1.6	Схема УШГН	284
95.	6.3.1	Принципиальная блок схема сбора и транспортировки свободного газа и конденсата	294
96.	6.3.2	Ситуационная карта месторождений Караколь и Юго-Западный Сарыбулак	294
97.	6.3.3	Обустройство устьев добывающих скважин	295
98.	6.3.4	Групповая замерная установка	296
99.	6.3.5	Пункт подготовки нефти	297
100.	10.1.1	Роза ветров по метеостанции «Кызылорда»	344

**ТОМ II**  
**ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

<b>№ п/п</b>	<b>№№ прил.</b>	<b>Наименование</b>	<b>Стр.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1.	2.1	Результаты опробования скважин	5
2.	2.2	Отбивки кровли и подошвы продуктивных горизонтов месторождения Юго-Западный Сарыбулак	12
3.	2.3	Отбивки кровли и подошвы коллекторов продуктивных горизонтов месторождения Юго-Западный Сарыбулак	20
4.	2.4	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	36
5.	2.5	Свойства нефти в пластовых условиях	37
6.	2.6	Компонентный состав и свойства растворенного газа	38
7.	2.7	Результаты исследования поверхностных проб конденсата	39
8.	2.8	Свойства газоконденсата	40
9.	2.9	Состав газа сепарации, дегазированного конденсата и пластового газа	41
10.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2	42
11.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2	43
12.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III пласт 1 и 2). Вариант 2	44
13.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III пласт 1 и 2). Вариант 2	45
14.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV пласты А-1, А-2). Вариант 2	46
15.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV пласты А-1, А-2). Вариант 2	46
16.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-V пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2). Вариант 2	47
17.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-V пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2). Вариант 2	48
18.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI пласты А-1, Б-1, Б-2, Г). Вариант 2	49
19.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI пласты А-1, Б-1, Б-2, Г). Вариант 2	50
20.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по V эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VII пласты А-1, А-2, Б-1). Вариант 2	51
21.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по V эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VII пласты А-1, А-2, Б-1). Вариант 2	52
22.	4.1.13	Характеристика основных показателей разработки по VI эксплуатационному объекту ((Ю-V (пласт В-1), Ю-VI (пласты А-1, Б-1, В-1) Ю-VII (пласты Б-1, Б-2, В-1, В-2)). Вариант 2	53

<b>№ п/п</b>	<b>№№ прил.</b>	<b>Наименование</b>	<b>Стр.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
23.	4.1.14	Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту (горизонт Ю-I). Вариант 2	54
24.	4.1.15	Характеристика основных показателей разработки по возвратному объекту (горизонт Ю-I). Вариант 2	55
25.	4.1.16	Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту (горизонт Ю- II). Вариант 2	56
26.	4.1.17	Характеристика основных показателей разработки по возвратному объекту (горизонт Ю-II). Вариант 2	57
27.	4.1.18	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3	58
28.	4.1.19	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3	59
29.	4.1.20	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III пласт 1 и 2). Вариант 3	60
30.	4.1.21	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III пласт 1 и 2). Вариант 3	61
31.	4.1.22	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV пласты А-1, А-2). Вариант 3	62
32.	4.1.23	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV пласты А-1, А-2). Вариант 3	62
33.	4.1.24	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-V пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2). Вариант 3	63
34.	4.1.25	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-V пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2). Вариант 3	64
35.	4.1.26	Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI пласты А-1, Б-1, Б-2, Г). Вариант 3	65
36.	4.1.27	Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI пласты А-1, Б-1, Б-2, Г). Вариант 3	66
37.	4.1.28	Характеристика основного фонда скважин по V эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VII пласты А-1, А-2, Б-1). Вариант 3	67
38.	4.1.29	Характеристика основных показателей разработки по V эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VII пласты А-1, А-2, Б-1). Вариант 3	68
39.	4.1.30	Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту (горизонт Ю-I). Вариант 3	69
40.	4.1.31	Характеристика основных показателей разработки по возвратному объекту (горизонт Ю-I). Вариант 3	70
41.	4.1.32	Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту (горизонт Ю- II). Вариант 3	71
42.	4.1.33	Характеристика основных показателей разработки по возвратному объекту (горизонт Ю-II). Вариант 3	72
43.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Юго-Западный Сарыбулак. Вариант II	73

<b>№ п/п</b>	<b>№№ прил.</b>	<b>Наименование</b>	<b>Стр.</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
44.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Юго-Западный Сарыбулак. Вариант II	75
45.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант II	77
46.	4.2.4	Расчет чистой прибыли по месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант II	80
47.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант II	81
48.	4.2.6	Капитальные вложения по месторождению Юго-Западный Сарыбулак. Вариант III	82
49.	4.2.7	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Юго-Западный Сарыбулак. Вариант III	83
50.	4.2.8	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант III	84
51.	4.2.9	Расчет чистой прибыли по месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант III	87
52.	4.2.10	Расчет потоков денежной наличности месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант III	88

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Масштаб	Гриф. огранич доступа
1	2	4	5
1.	Геолого-литологический профиль по линии I-I/	гор.1:20 000 вер.1:2500	н/с
2.	Геолого-литологические профили по линии II-II, III-III, IV-IV	гор.1:20 000 вер.1:2500	н/с
3.	Схема обоснования ВНК. Ю-I, Ю-II, Ю-III продуктивные горизонты.	1:1000	н/с
4.	Схема обоснования ВНК. Продуктивный горизонт Ю-IV (пласты А-1, А-2).	1:1000	н/с
5.	Схема обоснования ВНК. Продуктивный горизонт Ю-V (пласты А-1, А-2, Б-1, Б-2, Б-3, Б-4, В-1, В-2, В-3).	1:1000	н/с
6.	Схема обоснования ВНК. Продуктивный горизонт Ю-VI (пласты А-1, А-2, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2, В-3, Г).	1:1000	н/с
7.	Схема обоснования ВНК. Продуктивный горизонт Ю-VII (пласты А-1, А-2, Б-1, Б-2, Б-3, Б-4, В-1, В-2).	1:1000	н/с
8.	Геологический профиль по линии I-I/	гор.1:20 000 вер.1:5000	н/с
9.	Геологический профиль по линии III-III/	гор.1:20 000 вер.1:5000	н/с
10.	Геологический профиль по линии IV-IV/	гор.1:20 000 вер.1:5000	н/с
11.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-I	1:25000	н/с
12.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-II	1:25000	н/с
13.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-III, пласт 1	1:25000	н/с
14.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-III, пласт 2	1:25000	н/с
15.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-IV, пласт А-1	1:25000	н/с
16.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-IV, пласт А-2	1:25000	н/с
17.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-V, пласт А	1:25000	н/с
18.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-V, пласт Б-1	1:25000	н/с
19.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных	1:25000	н/с

№№ п/п	Наименование приложения	Масштаб	Гриф. огранич доступа
	нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-V, пласт Б-2		
20.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-V, пласт Б-3	1:25000	н/с
21.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-V-Б-4	1:25000	н/с
22.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-V, пласт В-1	1:25000	н/с
23.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-V, пласт В-2	1:25000	н/с
24.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-V, пласт В-3	1:25000	н/с
25.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт А-1	1:25000	н/с
26.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт А-2	1:25000	н/с
27.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт Б-1	1:25000	н/с
28.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт Б-2	1:25000	н/с
29.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт Б-3	1:25000	н/с
30.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт В-1	1:25000	н/с
31.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт В-2	1:25000	н/с
32.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт В-3	1:25000	н/с
33.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласт Г	1:25000	н/с
34.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VII, пласт А-1	1:25000	н/с
35.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VII,	1:25000	н/с



№№ п/п	Наименование приложения	Масштаб	Гриф. огранич доступа
	пласт А-2		
36.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VII, пласт Б-1	1:25000	н/с
37.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VII, пласт Б-2	1:25000	н/с
38.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VII, пласт Б-3	1:25000	н/с
39.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VII, пласт Б-4	1:25000	н/с
40.	Структурная карта по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VII, пласт В-1	1:25000	н/с
41.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин. Продуктивный горизонт Ю-VII, пласт В-2	1:25000	н/с
42.	Карта текущих и суммарных отборов. IV объект	1:25000	н/с
43.	Карта текущих и суммарных отборов. Горизонт Ю-VIA-1	1:25000	н/с
44.	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. Продуктивный горизонт Ю-III, пласты 1,2. I - Объект	1:25000	н/с
45.	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. Продуктивный горизонт Ю-IV, пласты А-1,2. II - Объект	1:25000	н/с
46.	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. Продуктивный горизонт Ю-V, пласты-А; Б-1,2,3,4; В-1,2,3. III - Объект	1:25000	н/с
47.	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. Продуктивный горизонт Ю-VI, пласты-А-1,2; Б-1,2; Г. IV - Объект	1:25000	н/с
48.	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. Продуктивный горизонт Ю-VII, пласты-А-1; Б-1,2. V - Объект	1:25000	н/с
49.	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. Продуктивные горизонты Ю-V, пласты В-1, Ю-VI, пласты А-1, Б-1, В-1 Ю-VII, пласты Б-1, Б-2, В-1, В-2, VI - Объект	1:25000	н/с
50.	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. Продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II. Возвратные объекты.	1:25000	н/с

## РЕФЕРАТ

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

Том I. Текст - 367 страниц, в т.ч. 137 таблиц, 100 рисунков;

Том II – 88 страницы, в т.ч. 52 табличных приложений;

Папка – 50 графических приложений.

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

Объект исследования – система разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении.

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

Все варианты рассчитаны и представлены в проекте согласно регламенту составления проектов и технологических схем. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант реализации развития месторождения.

Для рекомендованного варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охраны недр и окружающей среды.

Область применения - месторождение Юго-Западный Сарыбулак.

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа «Дополнение к проекту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак» составлена в соответствии с договором №22-483/2022 от 23 декабря 2021г. с ТОО «Timal Consulting Group» с использованием всех фактических материалов по скважинам, данных гидродинамических и геофизических исследований скважин.

Проект выполнен на основании технического задания, выданного недропользователем согласно договору, в соответствии с требованиями методических указаний по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018г №239».

В административном отношении месторождение Юго-Западный Сарыбулак расположена на территории Сырдарьинского района Кызылординской области в пределах блоков XXX-40-А (частично), В (частично), С (частично), D (частично), Е (частично), F (частично), XXX-41-А(частично) и с учетом приращенной территории согласно геологическому отводу от ноября 2003 года.

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

Недропользователем месторождения Юго-Западный Сарыбулак является АО «СНПС – Ай Дан Мунай» на основании Лицензии МГ №979 (нефть), выданной 12.06.1997 г. Период разведки согласно Лицензии, составлял 6 лет. Контракт на разведку углеводородного сырья №221 между государственным комитетом РК по инвестициям и ТОО «Ай-Дан» заключен и зарегистрирован 27.08.1998 г. Дополнениями №№ 1-4 и №7-9 к контракту № 221 период разведки продлевался пять раз и был продлен до 12.06.2014 г. Согласно обращению №873/14 от 14.05.2014 г. Министерством нефти и газа РК принято решение о продлении периода разведки для оценки по контракту №221 от 27.08.1998 г. еще на 6 месяцев до 12.12.2014 г. (Протокол №7 от 06.06.2014 г.). Последнее продление выполнено в 2018 году Министерством энергетики РК, период разведки продлен до 12.12.2019 г.

Перспективность южной части Бозингенской грабен-синклинали была выявлена в результате переинтерпретации материалов сейсморазведки 2Д и 3Д, проведенными в 2003 и в 2007 годах. По результатам этих работ был выделен ряд перспективных структур на блоке Южный Бозинген, который был переименован на блок Карабулак (протокол АО «СНПС-Ай Дан Мунай» от 30 января 2008 г.).

В 2007 году начато поисково-разведочное бурение на площади, согласно Проекта геологоразведочных работ для оценки контрактной территории АО «СНПС – Ай Дан Мунай». По этому проекту на блоке Карабулак были пробурены 6 скважин.

В 2011 году ТОО «НПЦ Туран Гео» был составлен «Проект поисковых работ блока Карабулак на контрактной территории АО «СНПС-Ай Дан Мунай» по Контракту № 221 от 27.08.1998 г» на период разведки с 12.06.2011 г по 12.06.2014 г.». В проекте было намечено бурение 20 разведочных скважин, из них 10 скважин независимых и 10 – зависимых. Согласно проекту пробурено 12 скважин ЮЗС-4, ЮЗС-5, ЮЗС-6, ЮЗС-7, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-10, ЮЗС-12, ЮЗС-11, ЮЗС-13, ЮЗС-14, ЮЗС-15.

В 2011 году впервые запасы нефти и газа Юго-западного поднятия были оценены при Оперативном подсчете запасов нефти и газа месторождения Сарыбулак по состоянию на 02.01.2011 г. по результатам бурения двух скважин (ЮС-60 и ЮС-65). Согласно протокола ГКЗ РК № 1068-11-П в пределах Юго-Западного поднятия в Государственном балансе РК были учтены запасы нефти пяти небольших залежей (Ю-I-1, Ю-IVБ-1, Ю-IVБ-2, Ю-IVБ-2, Ю-V) по категории С<sub>2</sub>. Геологические/извлекаемые запасы нефти составили 1005/302 тыс. т, растворенного газа 92,8/27,9 млн. м<sup>3</sup>.

По рекомендации ГКЗ РК была выполнена переинтерпретация сейсмике 3Д в объеме 320 км<sup>2</sup>. В ноябре 2013г Отчет «О результатах переинтерпретации сейсморазведочных работ по объединенному кубу 3D месторождения Сарыбулак» был защищен на Заседании Научно-Технического совета МД «Южказнедра» (протокол №665). При переинтерпретации сейсмике 3Д было отмечено, что Юго-Западный Сарыбулак приурочен к тектонически-активной зоне, и ловушками являются небольшие полусводы примыкания к тектоническим нарушениям, кроме этого при прослеживании стратиграфических границ было отмечено увеличение толщины юрских отложений по сравнению с Основным и Западным поднятиями месторождения Сарыбулак. В этой связи Комитетом геологии и недропользования при рассмотрении геолого-геофизических материалов по месторождению Сарыбулак было принято решение о выделении поднятия Юго-Западный Сарыбулак в самостоятельное месторождение с названием Юго-Западный Сарыбулак (письмо 17-05/11608 от 01.08.2013 г.).

В 2014 году по результатам бурения и опробования поисково-разведочных скважин, проектным институтом «ОПТИМУМ» выполнен оперативный подсчет запасов нефти, конденсата, свободного и растворенного газа, попутных компонентов месторождения Юго-Западный Сарыбулак по состоянию изученности на 01.07.2014г и утвержден ГКЗ РК (протокол №1483-14-П от 24 ноября 2014 г.). Запасы нефти и растворенного газа оценены по категориям  $C_1$  и  $C_2$ . Начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа в целом по месторождению составляют по категории  $C_1$  – 1410 / 430,3 тыс.т и 527,4 / 174,7 млн.м<sup>3</sup> и по категории  $C_2$  – 9813 / 1837,1 тыс.т и 4401,9 / 856,7 млн.м<sup>3</sup> соответственно.

В 2015г был выполнен проект «Проект пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак» и утвержден письмом №27-5-1733-и от 07.08.2015г комитета геологии и недропользования (протокол ЦКРР №61/6 от 17.07.2015г). В соответствии проектному решению продолжительность пробной эксплуатации составляет 3 года (2015-2017гг). Проведение пробной эксплуатации планировалось осуществлять существующим фондом пробуренных разведочных скважин ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-12, ЮЗС-60, а также дополнительно предусматривался бурение трех опережающих добывающих скважин ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-103 для оценки продуктивности залежей. Пробную эксплуатацию предусматривалось вести на естественном режиме.

В 2016 г. выполнен «ОТЧЕТ о результатах геологоразведочных работ, проведенных АО «СНПС – Ай Дан Мунай» в пределах возвращаемой части контрактной территории, в пределах блоков XXX-40-А(частично), В(частично), С(частично), D(частично), Е(частично), F(частично); XXX-41-А(частично) расположенных в Кызылординской области Республики Казахстан» и утвержден Комитетом геологии и недропользования Актом возврата части контрактной территории АО «СНПС-Ай Дан Мунай» (24.06.2016г.). Площадь возвращаемой части Контрактной территории 277,73 км<sup>2</sup>, что составляет 33,5% от площади Геологического отвода (08.2015г.) выданного по Контракту №221 от 27.08.1998г. Площадь остающейся (неосвобождаемой) части для дальнейшего недропользования Контрактной территории площадь 550,93 км<sup>2</sup>, за исключением площадей месторождений Арысское, Сарыбулак и Блиновское.

В 2017г утвержден проект «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак» (письмо Комитета Геологии и Недропользования №27-5-112-и от 17.01.2018г.), который принят на 3 года (2017-2019гг). При рассмотрении проекта было рекомендовано в 2019г провести подсчет запасов

углеводородов и представить к рассмотрению ЦКРР МЭ РК проектный документ на промышленную разработку.

В 2019г был выполнен «Подсчет запасов нефти, конденсата, свободного газа и растворенного газа месторождения Юго-Западный Сарыбулак по состоянию на 02.01.2019г» на основании договора №22-353/2018 от 04.12.2018г между АО «СНПС – Ай Дан Мунай» и ТОО «Timal Consulting Group» и утвержден ГКЗ РК (протокол №2056-19-У от 12.06.2019г).

На основании «Подсчета запасов...» в 2019г был составлен «Проект разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак», (протокол ЦКРР РК №13/16 от 13.09.2019г.). Утвержденный вариант разработки предусматривал уплотнение сетки скважин и дополнительное бурение 10 добывающих скважин. Фонд скважин должен составить 25 добывающих и 3 водонагнетательных соответственно.

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

- I объект – горизонт Ю-III (пласт 1 и 2);
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты А-1, А-2);
- III объект – горизонт Ю-V (пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2);
- IV объект – горизонт Ю-VI (пласты А-1, Б-1, Б-2, Г);
- V объект – горизонт Ю-VII (пласты А-1, А-2, Б-1);
- I возвр. объект – горизонт Ю-I.
- II возвр. объект – горизонт Ю- II.

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

В 2021г утвержден проект «Анализ разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак» (протокол ЦКРР РК 18/5 от 14 октября 2021г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2021-2022гг.

В 2022г между Министерством энергетики РК и АО «СНПС – Ай Дан Мунай» был заключен контракт на добычу углеводородов на месторождениях «Караколь» и «Юго-

Западный Сарыбулак» в Кызылординской области (протокол ЦКРР РК 12/5 от 14 июня 2022г) согласно которому рекомендовано Компетентному органу выдать разрешение АО «СНПС Айдан Мунай» на закрепление периода добычи углеводородов по месторождению «Юго-Западный Сарыбулак» сроком до 12 июня 2028 года, с учетом закрепленного в Контракте №4868 от 19.10.2020 года подготовительного периода.

Настоящий проект составлен на 01.01.2023г. В работе использованы фактические материалы, предоставленные геологической службой АО «СНПС-Ай Дан Мунай». Авторы выражают благодарность специалистам АО «СНПС-Ай Дан Мунай» за сотрудничество при выполнении работы.



## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Юго-Западный Сарыбулак в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области (рисунок 1.1).

Географически месторождение находится в южной части Торгайской низменности.

Ближайшим населенным пунктом является областной центр г. Кызылорда, находящийся в 112 км к югу от месторождения, районный центр пос. Теренозек - в 123 км, железнодорожная станция Жусалы - в 164 км. Населенные пункты связаны между собой железной и шоссейной дорогами, с месторождением – грунтовыми и полевыми дорогами.

В 35 км к северо-западу расположено разрабатываемое месторождение Акшабулак, связанное нефтепроводом Акшабулак - Кумколь - Каракойын с магистральным нефтепроводом Шымкент - Павлодар.

В геоморфологическом отношении район представлен слабовсхолмленной равниной, пересеченной уступом, относительная высота которого достигает 80 м. Равнина к югу от уступа имеет почти ровную поверхность, местами прерываемую котловинами разной величины, дно, многих из которых занято такырами или солончаками. Относительно уровня моря отметки поверхности варьируют в пределах 80-110 м.

Ближайшими крупными нефтяными месторождениями являются Кумколь и Акшабулак, которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и большим потенциалом по подготовке добычи нефти и газа. Нефть этих месторождений транспортируется по нефтепроводу Каракойын-Кумколь и железнодорожным транспортом.

Для рассматриваемого района характерны ветры северо-восточного и восточного направления. Годовая скорость ветра составляет 3,5-5,5 м/с. В теплый период сильные ветра вызывают пыльные бури, а в холодный метели. Температура воздуха зимой в среднем -12°C (до -40°C), летом +27°C (до +45°C). Среднегодовое количество осадков выпадает, главным образом, в зимне-весенний период.

Растительный и животный мир типичен для засушливых степей. Среди животных встречаются волки, степные лисы, сайгаки, зайцы.

Энергоснабжение обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Связь с промыслом поддерживается по спутниковой связи и рации. Источниками водоснабжения месторождения являются подземные воды. Система обеспечения водой питьевого качества осуществляется из артезианской скважины. Напрямую вода из скважин не может быть использована в качестве питьевой, так как не соответствует требованиям СанПиН

3.01.067.97 «Вода питьевая». В связи с этим вахтовый поселок оборудован специальными системами очистки и фильтрации для приготовления питьевой воды.

масштаб 1:1400000



Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика геологического строения

После «Проекта разработки.....2019г» (ПР\_2019) на дату составления настоящего «Дополнения проекту разработки на месторождении...2023г» дополнительно **пробурена** скв.ЮЗС-103 с вскрытием продуктивных горизонтов в отложениях кумколя (Ю-I, Ю-II, Ю-III) и карагансая (Ю-IV) и позволила уточнить геологическую модель и площадь распространения продуктивных коллекторов вскрытых горизонтов.

В скв.ЮЗС-103 отобран **кern** (вынос 21,95м) с проведением стандартных и специальных анализов, проведен полный комплекс ГИС и испытание горизонта Ю-IV с получением промышленного притока нефти, на имеющихся образцах керна из ранее пробуренной скв.ЮЗС-102 выполнены специальные исследования.

**Флюидальная** модель после ПР\_2019 дополнена пробами нефти из скв.ЮЗС-101, ЮЗС-102 и ЮЗС-103.

В 2021г выполнен «Анализ раработки.....2021г.»(АР-2021)

#### *Литолого-стратиграфическая характеристика*

Пробуренными поисково-разведочными скважинами на месторождении вскрыта толща протерозойско-палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений.

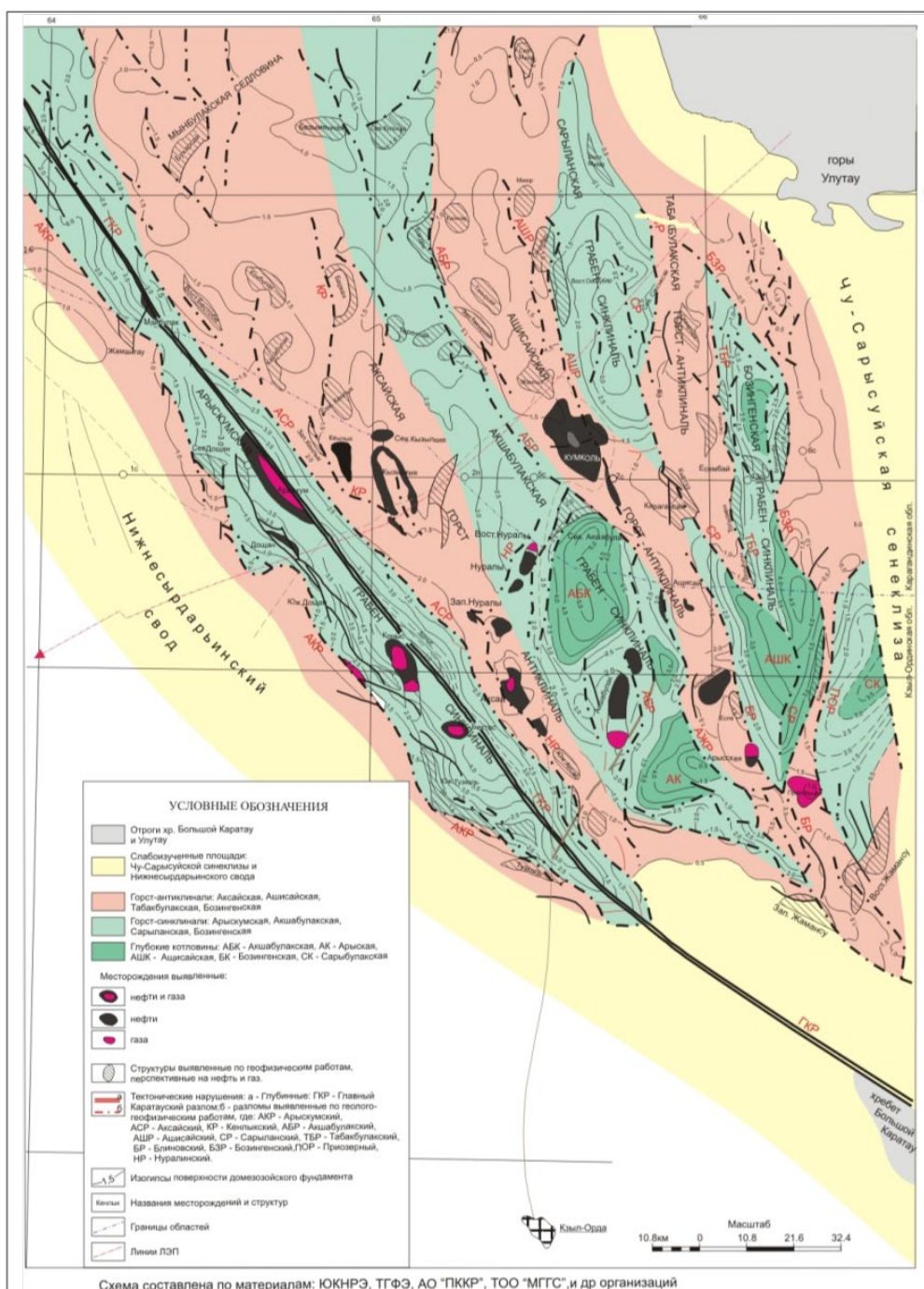
Эра	Система	Отдел	Свита	Индекс	Толщина, м	Литологическое описание
Кайнозой	Неоген+четвертичная+палеогеновая			N+Q+P	≈150-160	Представлены преимущественно песчаниками светло-серыми, зелено-серыми, изредка слюдистыми, серыми, среднезернистыми, частично крупнозернистыми песками.
Мезозой	Меловая	Верхний		K <sub>2</sub> t-sn	≈161-204	Турон-сенонский ярусы (K2t-sn) характерно переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Песчаники пёстрые, светло-серые и белые, крупнозернистые, средне отсортированные. Алевролиты зеленовато-серые, плотные, частично песчанистые. Глины тёмно-серые, серовато-белые, частично известковистые. Аргиллиты красно-коричневые, светло-коричневые, желтовато-серые и зелено-серые.
		верхний+нижний		K <sub>1-2</sub> aI <sub>3</sub> -s	161-264	Представлены песчаниками пёстрыми, серыми и коричнево-желтыми, плохо сцементированными, средне сортированными, аргиллитами светло-серыми, зеленовато-серыми, от мягких до средне твердых, алевролитами светло-серыми, зеленовато-серыми и желто-серыми, плотными.
		нижний		K <sub>1</sub> a-aI <sub>2</sub>	79-137	Представлены аргиллитами, песчаниками, алевролитами, аргиллиты коричнево-красные, зелено-серые, частично песчанистые, алевролиты светло-серые, зелено-серые, плотные, изредка песчанистые, песчаники серые и светло-серые, светло-желтые, средне сцементированные, средне- и крупнозернистые, среднесортированные, с прослоями гравия пёстро-го, темно-серого, коричнево-желтого и серо-зеленого.
				K <sub>1</sub> nc <sub>2</sub>	125-914	Представлены аргиллитами коричневыми, светло-коричневыми, слабо-известковыми, песчаниками пёстрыми, серо-зелеными, коричнево-желтыми, красно-коричневыми, хорошо сцементированными, от мелко- до среднезернистых, плохо сортированными, алевролитами серыми, зелено-серыми, плотными, песчанистыми.
				K <sub>1</sub> nc <sub>1</sub>	131-214	Представлены литологически представлены аргиллитами и алевролитами, в подошве - песчано-алевролитовыми породами. Песчаники пестрые, серые, серо-зеленые, полупрозрачные, крупно – и среднезернистые, с обломками гравия. Алевролиты зелено-серые, темно-серые, плотные, на глинистом цементе, изредка песчанистые. Аргиллиты от темно-коричневых до серо-белых, средней твёрдости и твёрдые, слабоизвестковистые.
	Юрская	Верхний	Акшабулакская	J <sub>3</sub> ak	294-1650	Представлены переслаивающимися пестроцветными тонкослоистыми аргиллитами, алевролитами. В подошве отложений залегает базальный пласт песчаника. Песчаники зеленовато-серые, серо-белые, прозрачно-полупрозрачные, сцементированность средняя, мелко и среднезернистые, содержат небольшое количество кварца, полевых шпатов, средней сортированности. Аргиллиты красно-коричневые, светло-коричневые, пятнистые, от мягких до средне-твёрдых, частично известковые. Алевролиты серо-зеленые, средне сцементированные.
			Кумкольская	J <sub>3</sub> km	108-742	Представлены глинистыми породами, в кровле с переслаиванием песчаников и алевролитов, с редкими тонкими прослоями органогенных известняков. Песчаники зеленовато-серые, серые, сцементированность средняя, мелко-, средне- и крупнозернистые, с содержанием большого количества зерен полевого шпата и кварца, зерна кварца прозрачные и полупрозрачные. Алевролиты светло-серые, серые, зелено-серые, сцементированность средняя, цемент глинистый, изредка содержат пески. Аргиллиты зеленовато-серые, серые, мягкие, изредка известковистые. (гор.Ю-I, Ю-II, Ю-III)
		Средний	Карагансайская	J <sub>2</sub> kr	42-215	Представлены тонким переслаиванием песчаников, алевролитов, темно-серых аргиллитов. В кровле отложений карагансайской свиты отмечаются тонкие пласты угля и горючих сланцев. Песчаники серые, мелкозернистые, сортированность хорошая, цемент глинистый. Алевролиты серые, сцементированность средняя, цемент глинистый. Аргиллиты темно-серые, от средней твердости до твердых, ломкие, изредка содержат алевроиты и пески. Сланцы темно-серые, чёрные, ломкие, слоистые, содержат большое количество кварца, возгораемые. Угли черные, темно-коричневые, чешуйчатые, оставляют следы на руках. (гор.Ю-IV)
		Нижне-средний	Карагансайская+Дошанская	J <sub>1-2</sub> d+ab	143-1340	Представлены ритмично переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами, с прослоями угля и гравелитов. Песчаники полимиктовые, светло-серые, серые до чёрных, от мелко- до крупнозернистых, с примесью обломков гравийной размерности, сортировка зерен средняя. Алевролиты серые, светло-серые, сортированность хорошая, цемент глинистый, сцементированность средняя. Аргиллиты тёмно-серые, серые, зелёновато-серые и коричнево-красные, тонкослоистые, расколотые на отдельные тонкие плитки. Гравелиты светло-серые, серые, полупрозрачные, плохо сцементированные. Каменные угли чёрные, тёмно-коричневые, чешуйчатые, на руках остаются следы от краски, части горения.(гор.Ю-V, Ю-VI)
		нижний	Сазымбайская	J <sub>1</sub> sz	112-913	Представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники серые и темно-серые, от среднезернистых до мелкозернистых, средней сортированности, с содержанием кварца и полевых шпатов, цемент глинистый. Алевролиты серые, светло-серые, сортированность хорошая, цемент глинистый, сцементированность средняя. Аргиллиты от всех оттенков серого до чёрных, блочные и суб-блочные, изредка слоистые, от среднетвердых до твердых, содержат пески, ломкие, водопоглощаемость и пластичность слабая. (гор.Ю-VII).
Палеозойская				Pz	86-91	Представлены сланцами и аргиллитами. Сланцы серые, чёрные, преимущественно слоистые, мало суб-блочных, слоистость связана с наличием кварца и скрытокристаллических зёрен, присутствуют люминесцентные минералы. Аргиллиты чёрные, чистые, блочные, ломкие. По близлежащим структурам они представлены зеленовато-серыми,

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

						кварцево-слюдистыми трещиноватыми гнейсами и сланцами протерозоя, и карбонатными породами, гравелитами, конгломератами палеозоя.
--	--	--	--	--	--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

## Тектоника

Южно-Тургайский бассейн располагается в зоне каледонской консолидации, в которой в конце раннего палеозоя завершилось формирование фундамента. В среднем и позднем палеозое на его территории и в смежных районах образовывался терригенно-карбонатный чехол промежуточного структурного этажа. Основными тектоническими элементами Южно-Тургайского бассейна являются Арыкумская впадина, Жиланчикская впадина и Мынбулакская седловина. Все месторождения нефти и газа выявлены в Арыкумской впадине, где развиты четыре грабен-синклинали и четыре горст-антиклинали (рис. 2.1.1).



**Рис. 2.1.1 - Тектоническая схема Арыкумского прогиба**

Месторождение Юго-Западный Сарыбулак расположено в южной части Бозингенской грабен – синклинали и срезано Бозингенским разломом с западной части и Приозерным разломом с восточной части.

Юго-Западный Сарыбулак имеет сложное геологическое строение. Строение месторождения по данным сейсмических исследований и бурения скважин состоит из палеозойско-протерозойского фундамента и осадочного чехла, выполненного отложениями мезозоя и кайнозоя. Как самостоятельное поднятие месторождение Юго-Западный Сарыбулак не выделяется, а приурочено к тектонически-активной зоне, и представляет собой серию тектонически-экранированных полусводов примыкания. Все месторождение разбито разломами ЮЗ-СВ направления. По их размерам и влиянию на структуру, эти разломы можно разделить на три типа:

- основной Восточно-Бозингенский разлом ( $F_1$ ), с которым связаны все остальные разломы, обуславливающий ступенеобразное погружение склона Бозингенского грабена и затрагивающий отложения от фундамента до меловой системы, СЗ-З падения;
- крупные разломы ( $F_2 - F_5$ ), затрагивающие отложения от фундамента до юрских, СЗ и З падения;
- вторичные разломы малой амплитуды и небольшой протяженности.

Восточно-Бозингенский разлом и связанные с ним крупные тектонические нарушения разделяют площадь на три зоны:

- западная зона прогибания, находящаяся в восточной части Бозингенского грабена, контролируемая, в основном, разломами  $F_1$  и  $F_5$ ;
- средняя приподнятая зона, в основном, контролируемая разломами  $F_1$  и  $F_2$ , с развитием пониженных и приподнятых зон, обусловленных тектоническими движениями;
- восточная относительно опущенная зона, находящаяся к юго-востоку от средней приподнятой зоны и, в основном, контролируемая разломами  $F_3$  и  $F_4$ .

В 2018 году АО «СНПС-Ай Дан Мунай» была выполнена переинтерпретация имеющих сейсморазведочных материалов 3Д с учетом данных пробуренных скважин в ходе которой были уточнены структурные карты по юрским отражающим горизонтам и построены структурные карты по основным продуктивным горизонтам месторождения Юго-Западный Сарыбулак и использованные в настоящей работе как основа (Папка I, граф. прил. №2-6):

Структура по кровле **сазымбайской** свиты (горизонт Ю-VII, рис. 2.1.2) осложнена выклиниванием отложений в северной части структуры и тектоническими нарушениями, что представляет собой серию отдельных тектонически-экранированных полусводов.

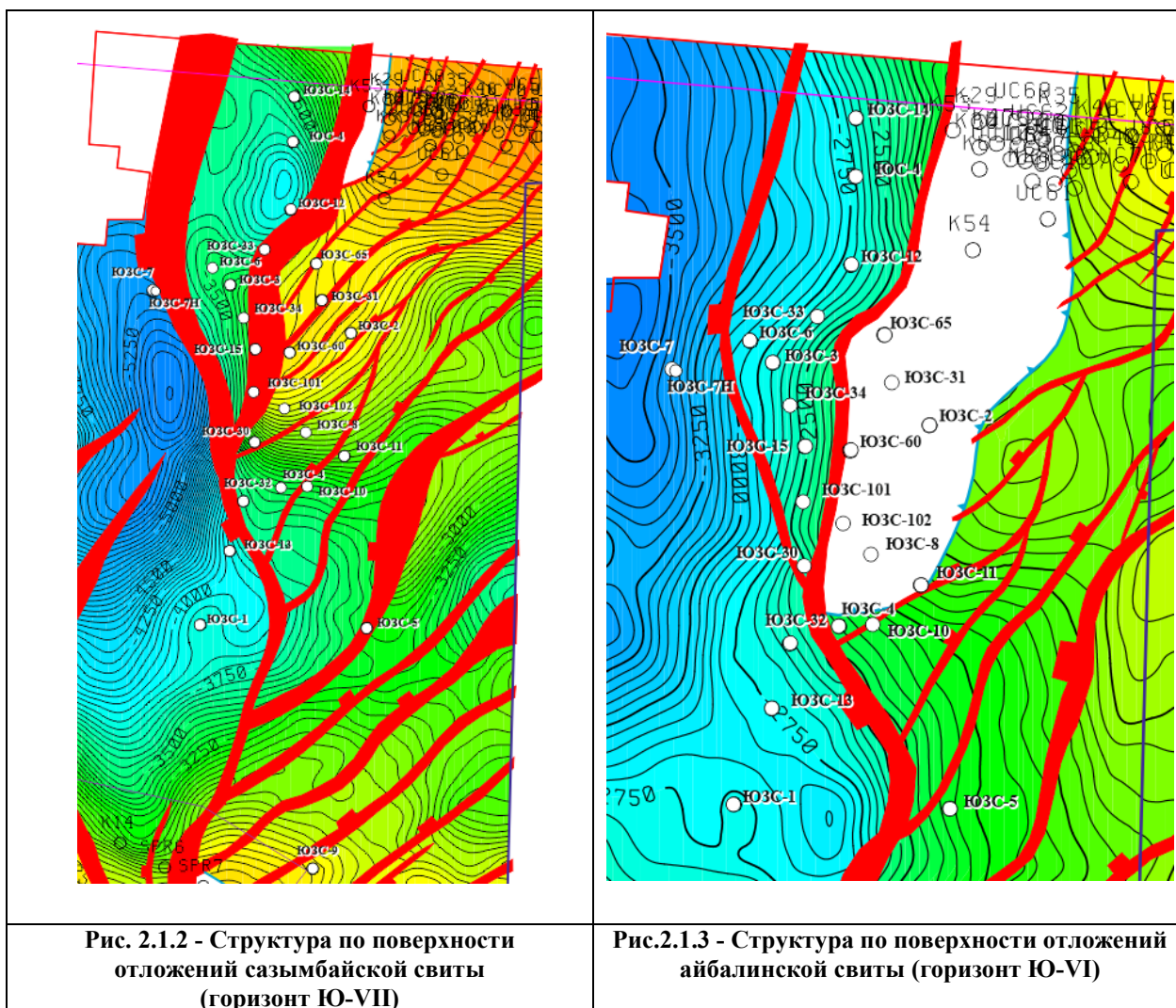


Основные нарушения  $F$ ,  $F_2$ ,  $F_3$  прослеживаются снизу в верх по всем выше изложенным отложениям. Структура к западу от нарушения  $F$  понижается; в центральной раздробленной части прослеживаются полусводы в районах скв.ЮЗС-2, -3, -4, -6, -10, -11, -31, -60, -65, -102, где и выявлены залежи УВ. Размеры структуры от нарушения  $F$  до нарушения  $f_6$  в центральной части  $7 \times 10,5$  км, на юге блок в скв.ЮЗС-5 размеры блока равны  $2,5 \times 9$  км.

Структурно-сейсмическая карта, построенная по кровле горизонта Ю-VII взяты за основу при построении структурных карт по продуктивным горизонтам/пластам- Ю-VII-A-1, Ю-VII-A-2, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2, Ю-VII-B-3, Ю-VII-B-4, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2.

Структура по поверхности отложений **айбалинской** свиты (горизонт Ю-VI, рис. 2.1.3), аналогично сазыбайской свите, осложнена тектоническими нарушениями, а также в центральной части, между тектоническими нарушениями  $F_1$  и  $f_4$ , отложения айбалинской свиты выклиниваются ниже лежащими отложениями. Структура имеет блочное строение.

Структурно-сейсмическая карта, построенная по кровле горизонта Ю-VI взяты за основу при построение структурных карт по продуктивным горизонтам/пластам - Ю-VI-A-1, Ю-VI-A-2, Ю- VI-B-1, Ю- VI-B-2, Ю-VI-B-3, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю- VI-B-3 и Ю-VI-Г.

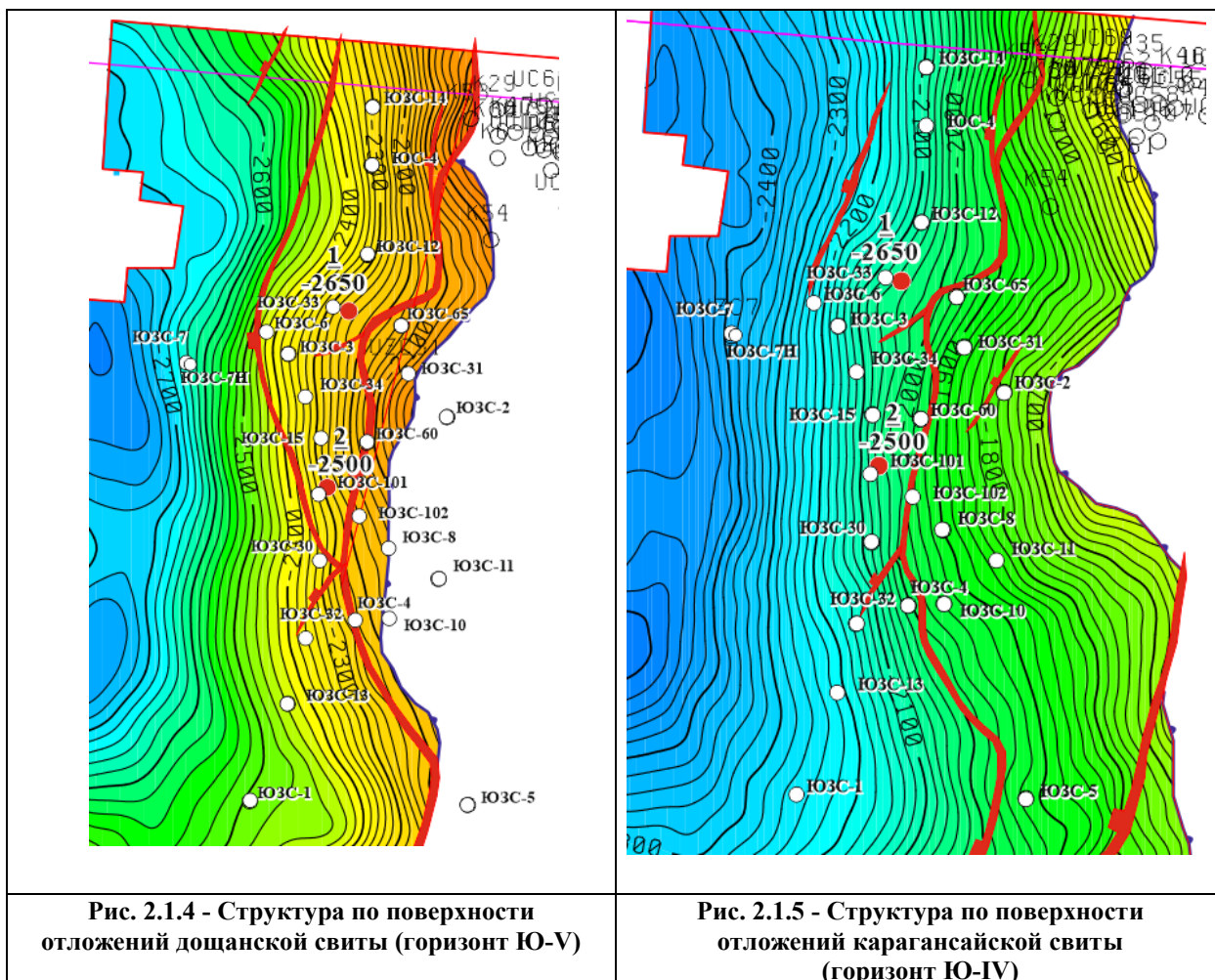


Структура по поверхности отложений **дощанской** свиты (горизонт Ю-V, рис. 2.1.4) в восточной части вдоль тектонического нарушения F1 выклинивается ниже лежащими отложениями, в отложениях к кровле нарушение F затухает в юго-восточной части. Размеры структуры по изогипсе -2600м равны 3,5х15,5км.

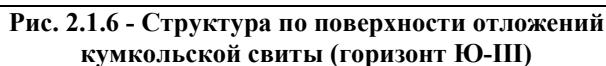
Структурно-сейсмические карты, построенные по кровле горизонтов Ю-V-1 и Ю-V-2 взяты за основу при построении структурных карт по продуктивным горизонтам/пластам Ю-V-A, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, Ю-V-B-4, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3 с корректировкой по данным пробуренных скважин.

В пределах структуры по поверхности отложений **карагансайской** свиты (горизонт Ю-IV, рис. 2.1.5) прослеживаются тектонические нарушения F<sub>1</sub>, F<sub>3</sub>, f<sub>2</sub>, f<sub>3</sub>, где размеры полусвода на западной части по изогипсе -2140м равны 1,4х9,5км, размеры восточной части от нарушения F<sub>1</sub> до линии выклинивания 2,3х15км.

Структурно-сейсмические карты, построенные по кровле горизонтов Ю-IV-1 и Ю-IV-2 взяты за основу при построении структурных карт по продуктивным пластам соответственно.



В пределах структуры по поверхности отложений **кумкольской** свиты (горизонт Ю-III, рис. 2.1.6) прослеживаются тектонические нарушения  $F_1$ ,  $F_3$ ,  $f_2$ , где размеры полусвода на западной части по замыкающей изогипсе -2090м равны 2х10км, размеры восточной части от нарушения  $F_1$  до линии выклинивания 2х15км.



## Нефтегазоносность

- Карагансайкая свита - горизонт Ю-IV, который разделен на два пласта Ю-IV-А-1 и Ю-IV-А-2; вскрыты залежи нефти 5-и участках;

- Дощанская и Айбалинская свиты - горизонты Ю-V и Ю-VI, где горизонт Ю-V разделен на 8 пластов Ю-V-A, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, Ю-V-B-4, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, а горизонт Ю-VI разделен на 9 пластов Ю-VI-A-1, Ю-VI-A-2, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю-VI-B-3, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю-VI-B-3 и Ю-VI-Г; вскрыты залежи газа и нефти в 35-и участках;

- Сазымбайская свита - горизонт Ю-VII, разделены на 8 пластов Ю-VII-A-1, Ю-VII-A-2, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2, Ю-VII-B-3, Ю-VII-B-4, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2; вскрыты залежи газа и нефти в 20-и участках.

Вскрытый разрез скважинами Юго-Западного Сарыбулака хорошо сопоставляется с разрезами скважин Западного и Основного поднятий месторождения Сарыбулак, но здесь отмечается увеличение толщин верхней, средней и нижней юры, в связи с этим продуктивная толща залегает ниже на 350 - 570 м. Более глубокое залегание пластов – коллекторов естественно отражается на коллекторских свойствах.

На месторождении после ПР\_2019г пробурена скв. ЮЗС-103, которая вскрыла горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III-1, Ю-III-2, Ю-IV-A-1, Ю-IV-A-2, где по материалам ГИС выявлены следующие коллектора: в горизонте Ю-I-водонасыщенные, Ю-II-нефтенасыщенные, в горизонте Ю-III-1-нефтенасыщенные и водонасыщенные, Ю-III-2-нефтенасыщенные, горизонт Ю-IV-A-1- замещен, в горизонте Ю-IV-A-2 нефтенасыщенные и доказано опробованием и получением промышленного притока нефти.

Флюидальная модель месторождения после ПР\_2019г дополнена 3 новыми пробами нефти отобранных из скв.ЮЗС-101, ЮЗС-102 и ЮЗС-103.

Петрофизическая модель месторождения дополнена новыми стандартными и специальными анализами по результатам отбора и анализа кернового материала из новой пробуренной после ПР-2019г скв.№103 и на имеющихся образцах керна из скв.ЮЗС-102 выполнены специальные исследования.

Выявленные залежи газа и нефти во всех горизонтах тектонически и литологически-экранированные, пластово-сводового типа.

Ниже приводится описание строения указанных продуктивных горизонтов по участкам.

Продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II и Ю-III приурочены к отложениям Кумкольской свиты.

Продуктивный горизонт Ю-I вскрыт всеми пробуренными в пределах площади скважинами. По материалам ГИС пробуренных скважин нефтенасыщенные коллектора выделены только в 2-х скважинах (скв. ЮЗС-60, ЮЗС-102), 9 скважин пробурены в зоне

фациального замещения, а в остальных скважинах выделены водонасыщенные коллектора.

По данным пробуренной скв.ЮЗС-103 после ПР\_2019, ранее единая нефтяная залежь разделена на отдельные блоки тектоническими нарушениями по насыщению.

Залежь в районе скв.ЮЗС-60, выделенные нефтенасыщенные коллектора составляют 8,8м толщины, где при испытании интервала 1723-1730м получен приток нефти дебитом 5,76м<sup>3</sup>/сут., а также отобрана проба поверхностной нефти, где плотность равна 0,822г/см<sup>3</sup>.

УВНК принят на абсолютной отметке минус 1702,7м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенного по результатам ГИС в скв. ЮЗС-60.

Залежь в районе скв.ЮЗС-102, выделенные нефтенасыщенные коллектора составляют 6,9м толщины, в результате тестирования интервала 1790-1800м, было получено 58,6м<sup>3</sup> нефти.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ЮЗС-102 на отметке минус 1738,85м.

Продуктивный горизонт Ю-II вскрыт всеми пробуренными в пределах площади скважинами, где по материалам ГИС нефтенасыщенные и водонасыщенные коллектора выявлены в 4-х скважинах (скв. ЮЗС-2, ЮЗС-31, ЮЗС-102 и ЮЗС-103), в 4-х скважинах только водонасыщенные коллектора, остальные скважины пробурены в зоне фациального замещения.

Залежь в районе скв.ЮЗС-102. Продуктивность подтверждена проведенным тестированием в интервале 1848-1854м скв. ЮЗС-102, где за 5 часов 30 минут всего получено 4,5м<sup>3</sup> нефти. После ПЗ-2019г из данного интервала была отобрана и исследована поверхностная проба нефти, где плотность нефти составила 0,8209г/см<sup>3</sup>.

Нефтяная залежь выявленная в районе скв.ЮЗС-2 и ЮЗС-31, тектонический и литологический экранированная, где подошва нефтенасыщенного коллектора и кровля водонасыщенного коллектора на отметках минус 1677,39м и минус 1682,49м по скв.ЮЗС-31, высота залежи 64,49м.

Нефтеносность доказано опробованием скв.ЮЗС-2 и скв.ЮЗС-31, где получено

- с интервала 1676-1682м (ЮЗС-2), за период опробование получено 8,5м<sup>3</sup> нефти;
- испытание скв. ЮЗС-31 начато в ноябре 2018г. и приостановлены в связи с климатическими условиями и по улучшению климатических условий в мае были продолжены работы по освоению в интервале 1719-1728 м, где при испытании получена 15,8м<sup>3</sup> нефти.

Продуктивный горизонт Ю-III разделен на 2 пласта Ю-III-1 и Ю-III-2.



Пласт Ю-III-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где по материалам ГИС нефтенасыщенные коллектора выявлены в 8-и скважинах (скв.ЮЗС-2, 4, 12, 30, 31, 60, 101, ЮЗС-103), остальные скважины пробурены в зоне замещения.

Нефтяные залежи выявлены в районах скважин: - ЮЗС-12; - ЮЗС-2, 31; - ЮЗС-4; - ЮЗС-30, 60, 101, ЮЗС-103.

В районе скв.ЮЗС-12, выделенные нефтенасыщенные коллектора толщиной 3,2м доказаны опробованием интервала 2080-2087м, где всего с начала опробования получено 288,7м<sup>3</sup> жидкости из них 38,5 м<sup>3</sup> тех.воды, 171,1 м<sup>3</sup> пластовой воды и 79,1 м<sup>3</sup> нефти. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта по скв.ЮЗС-12 на абсолютной отметке 2008,47м, высота залежи 4,47м.

В районе скв.ЮЗС-4 по данным ГИС в скв.ЮЗС-4 выделены нефтенасыщенные коллектора толщиной 2,1м не испытаны, где УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта на абсолютной отметке 1907,5м, высота залежи 2,5м.

В районе скв.ЮЗС-2, 31, выделенные нефтенасыщенные коллектора толщинами 5,1м и 3,8м, соответственно, продуктивность которых доказана опробованием интервала 1774-1778м в скв.ЮЗС-2 и интервала 1855-1863м в скв.ЮЗС-31, где:

- по скв.ЮЗС-2, всего за период опробования добыто 229,2 м<sup>3</sup> жидкости, из них 116,3 м<sup>3</sup> нефти и 112,9 м<sup>3</sup> тех.воды;

- по скв.ЮЗС-31, всего при испытании объекта извлечено 196,1м<sup>3</sup> жидкости, из них 139,8м<sup>3</sup> тех.воды и 56,3м<sup>3</sup> нефти.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта по скв.ЮЗС-31 на абсолютной отметке 1800,19м, высота залежи 90м.

Район залежи скв.ЮЗС-30, ЮЗС-60, ЮЗС-101 считался единым, пока не пробурилась скв.ЮЗС-103, которая вскрыла водонасыщенные коллектора, выше принятого ВНК, в связи с чем залежь района разделена тектоническим нарушением на районы ЮЗС-30, ЮЗС-101 и район скв.ЮЗС-60, ЮЗС-103.

В районе скв. ЮЗС-30, -101 выделенные нефтенасыщенные коллектора изменяются от 6,7м и 8,1м, нефтеносность доказана опробованием интервалов:

- 2037-2040 и 2043-2046м по скв.ЮЗС-30, всего за период опробования извлечено из скважины 43,9м<sup>3</sup> жидкости, из них 3,5м<sup>3</sup> нефти и 36,9м<sup>3</sup> тех.воды;

- 2039-2044 и 2046-2058м по скв.ЮЗС-101, всего сначала опробования добыто 48,5м<sup>3</sup> жидкости, из них 36м<sup>3</sup> тех воды и 12,5м<sup>3</sup> нефти(расчетный дебит нефти составляет 2,5 м<sup>3</sup>/сутки.

УВНК по району залежи принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. ЮЗС-101 на абсолютной отметке 1993,3м.

В районе скв. ЮЗС-60, -103. В пробуренной после ПР\_2019г скв.ЮЗС-103 по материалам ГИС выделены нефтенасыщенные (6,5м) и водонасыщенные (6м) коллектора, где кровля водонасыщенного коллектора отмечается на абс. отметке минус 1930,8м, что выше нефтяных пластов соседних скважин вследствие этого были выделены нарушения (рис.2.1.7). В целом по участку выделенные нефтенасыщенные коллектора изменяются от 5,5м, до 6,5м. Нефтеносность доказана опробованием в скв. ЮЗС-60, всего за период опробования извлечено 135,1м<sup>3</sup> жидкости, из них 46,965м<sup>3</sup> нефти и тех.воды 88,135м<sup>3</sup>, также были отобраны, и исследованы пробы пластовой и поверхностной нефти, где плотности нефти составили 0,828г/см<sup>3</sup> и 0,827г/см<sup>3</sup>, соответственно.

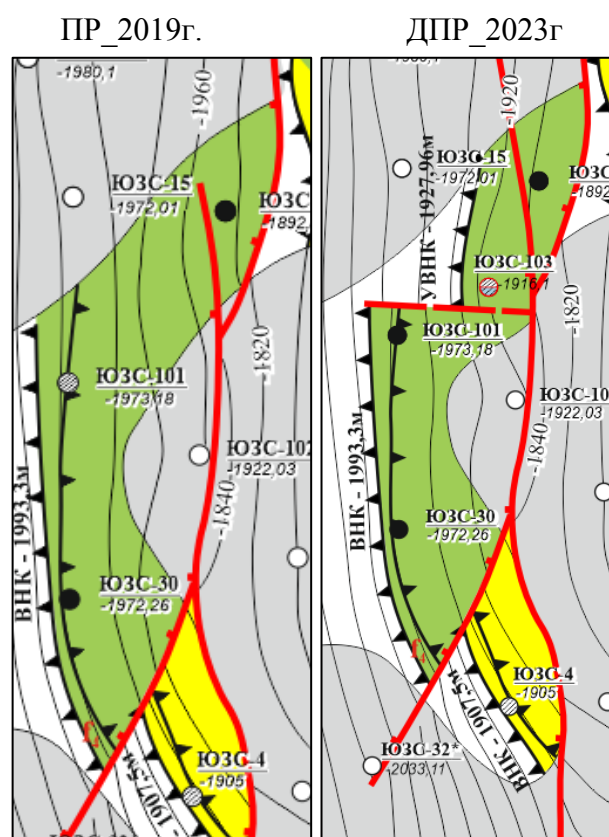


Рис.2.1.7- Структурная карта по горизонту Ю-III-1 (район скв. ЮЗС-60, ЮЗС-101)

Пласт Ю-III-2 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где по материалам ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 10-ти скважинах (скв. ЮЗС-3, 4, 15, 30, 31, 32, 33, 34, 101, ЮЗС-103), в трех скважинах (скв. ЮЗС-1, 6, 65) выявлены водонасыщенные коллектора, остальные скважины пробурены в зонах замещения.

В пределах пласта выявлены три нефтяные залежи в районах следующих скважин:

- скв. ЮЗС-31; - скв.ЮЗС-4, -32; - скв.ЮЗС-3, -15, -30, -33, -34, -101, ЮЗС-103.

В скв. ЮЗС-31 по материалам ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора толщиной 1,2м, где УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. ЮЗС-31 на абсолютной отметке 1815,3м.



В районе скв. ЮЗС-4, -32 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора толщами 6,9м и 16,3м, соответственно. УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. ЮЗС-32 на абсолютной отметке 2128,3м, высота залежи 161м.

Опробованием интервала 2177-2180 в скв. ЮЗС-32 доказана нефтеносность данного участка, где получена нефть в объеме  $96,35\text{м}^3$ , пластовая вода  $66\text{м}^3$ , а также для исследования отобрана проба поверхностной нефти, где плотность составляет  $0,834\text{г/см}^3$ .

В районе скв. ЮЗС-3, -15, -30, -33, -34, -101, ЮЗС-103 выделенные по материалам ГИС толщины нефтенасыщенных коллекторов изменяются от 1м до 15,7м, все эти скважины, кроме ЮЗС-103, доказаны опробованием, где получены притоки нефти. Со скв.ЮЗС-30 (инт.2107-2114м) отобраны для исследования пробы пластовой нефти, где плотность составила  $0,826\text{г/см}^3$ . В пробуренной после ПР\_2019 скв. ЮЗС-103 по материалам ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора 15,7м, что позволило уточнить площадь распространение нефтенасыщенных коллекторов, т.к. ранее в данной зоне предполагалось зона отсутствие коллекторов (рис.2.1.8).

ВНК не изменился и принят по подошве последнего нефтенасыщенного пласта по скв. ЮЗС-3 на абсолютной отметке 2147,8м., высота залежи 147,44м.

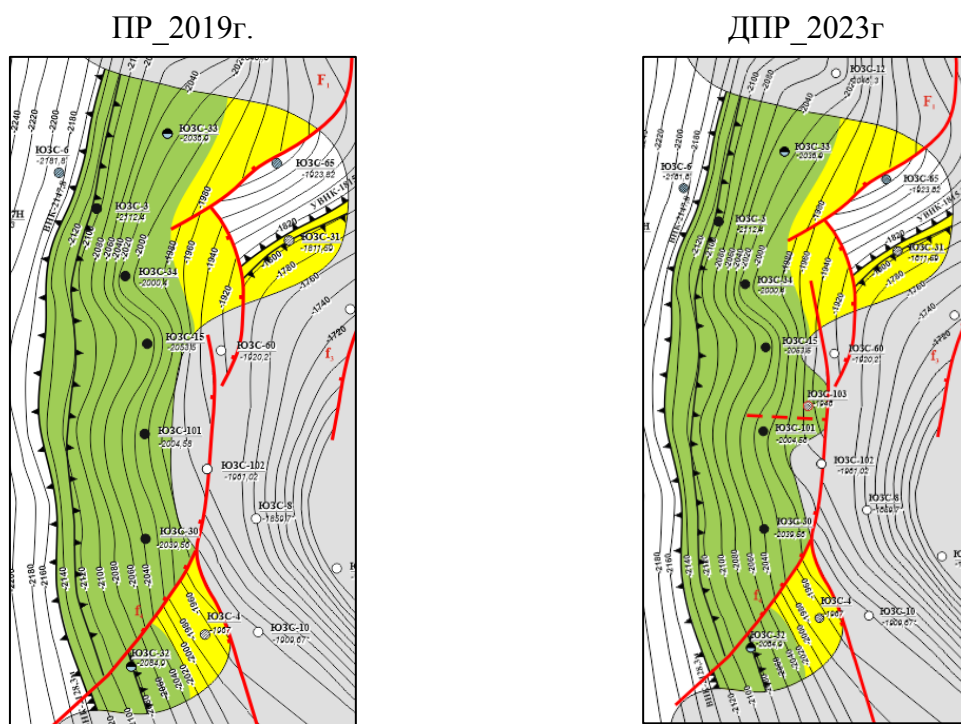


Рис.2.1.8- Структурная карта по горизонту Ю-III-2 (район кв.ЮЗС-60, ЮЗС-101)

Продуктивный горизонт Ю-IV приурочен к отложениям Карагансайской свиты средней юры, горизонт разделен на 2 пласта Ю-IV-А-1 и Ю-IV-А-2.

Пласт Ю-IV-А-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где по материалам ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 4-х скважинах (скв.ЮЗС- 4, 31, 60, 102),

водонасыщенные коллектора в двух скважинах (скв.ЮЗС-2, 9), остальные скважины пробурены в зонах замещения.

В пределах пласта выявлены четыре нефтяные залежи в районах следующих скважин: - скв.ЮЗС-31; - скв.ЮЗС-60; - скв.ЮЗС-102; - скв.ЮЗС-4.

Выделенные по данным ГИС нефтенасыщенные коллектора в скв.ЮЗС-31, скв.ЮЗС-60, скв.ЮЗС-4, скв.ЮЗС-102 составляют 3м, 4,6м, 8,9м, 8,5м, соответственно.

Во всех районах скважин нефтеносность доказана опробованием:

- скв.ЮЗС-31, инт.2009-2014м, где получена во время опробования 178,785м<sup>3</sup> жидкости из них 167м<sup>3</sup> тех.воды и 11,73м<sup>3</sup> нефти;

- скв.ЮЗС-60, инт.2092-2097м, полученный расчетный дебит нефти 2,44м<sup>3</sup>/сут, также были отобраны для исследования пробы пластовой и поверхностной нефти, где плотности нефти составили 0,8297г/см<sup>3</sup> и 0,8271г/см<sup>3</sup>, соответственно;

- скв.ЮЗС-102, инт.2098-2107м, полученный расчетный дебит нефти 2,74м<sup>3</sup>/сут;

- скв.ЮЗС-4, инт.2141-2151м, во время опробования получено 2962,41м<sup>3</sup> жидкости, из них 2838,473м<sup>3</sup> нефти, также были отобраны для исследования пробы поверхностной нефти, где плотность нефти составила 0,8296г/см<sup>3</sup>.

Отметки ВНК по залежам приняты условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважинах:

- скв.ЮЗС-31, на абсолютной отметке 1949,7 м, высота залежи 3м;
- скв.ЮЗС-60, на абсолютной отметке 2063,1 м, высота залежи 32,3м;
- скв.ЮЗС-102, на абсолютной отметке 2043,95 м, высота залежи 8,5м;
- скв.ЮЗС-4, на абсолютной отметке 2085,2м., высота залежи 10м.

Пласт Ю-IV-А-2 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где по материалам ГИС нефтенасыщенные коллектора выявлены в 5-х скважинах (скв.ЮЗС-60, 15, 30, 101, ЮЗС-103), в трех скважинах (скв.ЮЗС-2, 9, 1) выявлены водонасыщенные коллектора, остальные скважины пробурены в зоне замещения.

Пробуренная после ПР-2019г скв. ЮЗС-103 подтвердила продуктивность ранее выявленной нефтяной залежи по данным ГИС- 3,6м(рис.2.1.9).

Продуктивность залежи также доказана испытанием скв. ЮЗС-30, 101, 60, где с интервала 2255-2261м со скв.ЮЗС-30 всего за период опробования извлечено 125,6 м<sup>3</sup> жидкости, из них 60 м<sup>3</sup> нефти и 65,6 м<sup>3</sup> геля и тех.воды, а с интервала 2275-2284м со скв.ЮЗС-101 всего с начала опробования откачено 162,3м<sup>3</sup> жидкости, из них 61,2 м<sup>3</sup> нефти, тех воды - 101,1м<sup>3</sup>, с интервала 2144-2149м со скв.ЮЗС-60 всего полученный дебит нефти расчетным путем составил 0,14м<sup>3</sup>/сут и воды - 0,2м<sup>3</sup>/сут, ), с интервала 2185-

2188, 2197-2200, 2202-2206м со скв.ЮЗС-103 с проведением ГРП, где за период опробования получено 468м<sup>3</sup> жидкости, из них 210м<sup>3</sup> нефти.

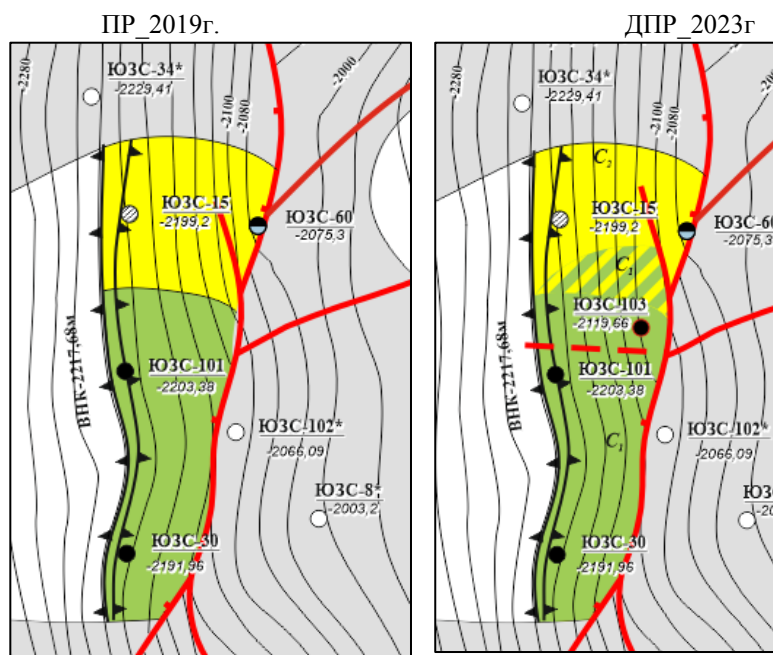


Рис.2.1.9 - Структурная карта по горизонту Ю-IV-A2 (район кв.ЮЗС-60, ЮЗС-101)

Для исследования отобраны пробы пластовой и поверхностной нефти со скв.ЮЗС-60, где плотность нефти составили 0,8284г/см<sup>3</sup> и 0,8319г/см<sup>3</sup>, соответственно. Также со скв. ЮЗС-103 пробуренной после ПР\_2019 отобрана и исследована проба поверхностной нефти, где плотность составила 0,8187г/см<sup>3</sup>.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора скв.ЮЗС-101 на абсолютной отметке 2217,68м, высота залежи 142,38м.

Продуктивный горизонт Ю-V приурочен к отложениям Дошанской свиты средней юры, который разделен на 9 пластов Ю-V-A, Ю-V-A-1, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, Ю-V-B-4, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, где в пласте Ю-V-A-1 не выявлены коллектора нефти и газа.

По пласту Ю-V-A скв.ЮЗС-2, 5, 8, 31, 102 пробурены в зоне выклинивание данного пласта.

Залежь нефти в двух участках по данным материалов ГИС выявлена по скв. ЮЗС-4, 9, где толщина нефтенасыщенных коллекторов по скв.ЮЗС-4 - 8,9м, по скв.ЮЗС-9 - 2,4м.

По залежи в районе скв.ЮЗС-4 УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора скв.ЮЗС-4 на отметке минус 2225,2м, высота залежи 23,3м.

По залежи в районе скв.ЮЗС-9 УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора скв.ЮЗС-9 на абсолютной отметке 1535,08м, а кровля водонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 1539,48, высота залежи 2,3м. Продуктивность залежи

доказана опробованием интервала 1595-1601м, где за период опробования получено  $159,177\text{м}^3$  жидкости, из них нефти  $136,631\text{м}^3$ .

Пласт Ю-V-A-1 вскрыт только скв.ЮЗС-13, которая пробурена в зоне замещения, в остальных скважинах горизонт выклинивается.

По пласту Ю-V-B-1 скв.ЮЗС-2, 65, 8, 31, 102 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

В пределах пласта выявлены две залежи нефти в скв.ЮЗС-4 и скв.ЮЗС-9, где по материалам ГИС толщины нефтенасыщенных коллекторов составили по скв.ЮЗС-4 – 16,2м, по скв.ЮЗС-9 – 5,1м, так же в скв.ЮЗС-9 выявлены водонасыщенные коллектора – 10,3м.

По залежи в скв.ЮЗС-4 водонефтяной контакт условно принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2297,9 м, высота залежи 25 м; продуктивность доказана опробованием инт.2338-2353м, где за период опробования получено  $1173,645\text{м}^3$  жидкости, из них нефти  $871,803\text{м}^3$ .

По залежи в скв.ЮЗС-9 водонефтяной контакт условно принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 1579,3м, а кровля водонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 1581,88, высота залежи 11,02м; продуктивность доказана опробованием инт.1634-1636м, где за период опробования получено  $463,372\text{м}^3$  жидкости, из них нефти  $263\text{м}^3$ .

По пласту Ю-V-B-2 скв.ЮЗС-2, 60, 65, 8, 9, 11, 31, 102 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

В пределах пласта выявлена одна нефтяная залежь в скв.ЮЗС-4, 10, где по данным ГИС выделенные толщины нефтенасыщенных коллекторов равны 5,7м и 10м, соответственно. Нефтеносность залежи доказана опробованием инт.2317-2325м в скв.ЮЗС-10, где всего за период опробования извлечено из скважины  $80\text{м}^3$  жидкости, из них  $51,6\text{ м}^3$  нефти и  $28,4\text{ м}^3$  тех.воды, а также отобраны для исследования пробы пластовой нефти, где плотность составила  $0,827\text{г/см}^3$ .

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора скв.ЮЗС-4 на абсолютной отметке 2344,7м, высота залежи 98,63м.

По пласту Ю-V-B-3 скв.ЮЗС-2, 60, 65, 8, 9, 11, 31, 102 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

В пределах пласта выявлены две нефтяные и одна газовая залежь:

- залежь газа в скв.ЮЗС-1, где по материалам ГИС выделены 3,2м газонасыщенных коллекторов, УГВК принят по подошве газонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2740,08м, высота залежи 5,9м;

- залежи нефти в скв. ЮЗС-10 и скв.ЮЗС-30, где толщина нефтенасыщенных коллекторов 5,7м и 10м, соответственно. УВНК принят в районе скв.ЮЗС-30 на абсолютной отметке 2474,2м(высота залежи-10,1м) и в районе скв.ЮЗС-10 на абсолютной отметке 2302,67м(высота залежи-2,8м), по подошве нефтенасыщенных коллекторов скважин.

По пласту опробование проведено в скв.ЮЗС-30 в инт.2527-2531м и 2535-2538м, где всего за период опробования извлечено из скважины 205,5 м<sup>3</sup> жидкости, из них 44,7 м<sup>3</sup> нефти, 41 м<sup>3</sup> геля и 119,8 м<sup>3</sup> тех.воды.

По пласту Ю-V-B-4 скв.ЮЗС-2, 60, 65, 8, 9, 11, 31, 102 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

Залежи нефти по данным материалов ГИС выявлена в трех участках, по скв.ЮЗС-13, 30, 33, где толщины нефтенасыщенных коллекторов составили 2,7м, 3,9м, 3,5м, соответственно.

ВНК приняты условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов скважин:

- в районе скв.ЮЗС-13 на абсолютной отметке 2816,83м(высота залежи-26,9м);
- в районе скв.ЮЗС-30 на абсолютной отметке 2504,37м(высота залежи-27,12м);
- в районе скв.ЮЗС-33 на абсолютной отметке 2574,5м(высота залежи-3,5м).

В скв.ЮЗС-33 испытан инт.2641-2645м, где всего с начала опробования откачено 111,4м<sup>3</sup> жидкости, из них 57,9 м<sup>3</sup> нефти и 53,5 м<sup>3</sup> тех.воды, отобраны для исследования пробы поверхностной нефти, где плотность нефти равна 0,8298г/см<sup>3</sup>.

По пласту Ю-V-B-1 скв.ЮЗС-2, 60, 65, 4, 5, 7, 8, 10, 11, 15, 30, 31, 32, 101, 102 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

Залежи нефти, по данным материалов ГИС, выявлены в двух участках, по скв. ЮЗС-3 и ЮЗС-12, 14, где толщины нефтенасыщенных коллекторов составили 4,2м, 1,2 м, 4,3м, соответственно.

УВНК принят по подошвам нефтенасыщенных коллекторов скважин в районе скв.ЮЗС-3 на абсолютной отметке 2687,1м(высота залежи-14м) и в районе скв.ЮЗС-12, 14 на абсолютной отметке по скв.ЮЗС-12 2655,1м(высота залежи-30,08м).

Нефтеносность доказана опробованием скв.ЮЗС-3 и скв.ЮЗС-14, испытанием:

- скв.ЮЗС-3 интервала 2751-2756м, где всего отобрано 203,8м<sup>3</sup> жидкости, из них 122,6 м<sup>3</sup> нефти, 81,2м<sup>3</sup> тех.воды;
- скв.ЮЗС-14 интервалов 2695-2697м, 2699-2701 и 2703-2707м, где всего за период опробования периодическим свабированием извлечено из скважины 65м<sup>3</sup> жидкости, из них 40м<sup>3</sup> нефти и 25м<sup>3</sup> тех.воды, отобраны для исследования пробы пластовой нефти, где плотность нефти составила 0,81531г/см<sup>3</sup>.

Залежь газа по данным материалов ГИС выявлена в одном участке, по скв. ЮЗС-1, где толщина газонасыщенных коллекторов равна 1,2м. УГНК принят в районе скв.ЮЗС-1 на абсолютной отметке 3182,18м(высота залежи-1,2м), по подошве газонасыщенных коллекторов скв.ЮЗС-1 и доказана опробованием интервала 3252-3257м, где при 7мм штуцере получены притоки газа 4,1тыс.м<sup>3</sup>/сут.

По пластам Ю-V-B-2 и Ю-V-B-3 скв.ЮЗС-3, 6, 7, 33, 65, 31, 15, 60, 2, 101, 102, 30, 8, 4, 10, 11, 32, 5, 9 пробурены в зоне выклинивания данных пластов.

Залежи нефти по данным материалов ГИС выявлены в одном участке по пластам Ю-V-B-2 и Ю-V-B-3 в скв. ЮЗС-12, где толщины нефтенасыщенных коллекторов составляет 4м и 4,8м, соответственно.

Опробование по пластам в скв.ЮЗС-12:

- пласт Ю-V-B-2, инт.2783-2787м, где всего с начала опробования получено 238,4 м<sup>3</sup> жидкости, из них 85м<sup>3</sup> нефти, 100,8 м<sup>3</sup> геля, 40 м<sup>3</sup> тех.воды и 12,6м<sup>3</sup> пласт.воды;
- пласт Ю-V-B-3, инт.2884-2892м, где всего при опробовании отобрано 223 м<sup>3</sup> жидкости, из них 91,38 м<sup>3</sup> нефти.

УВНК по пластам приняты по подошве нефтенасыщенных коллекторов на абсолютных отметках 2710,67м по пласту Ю-V-B-2, где высота залежи 15,8м, и минус 2818,67м по пласту Ю-V-B-3, где высота залежи 10,4м.

Залежи газа выявлены по данным ГИС по пластам Ю-V-B-2 и Ю-V-B-3 в одном участке в скв.ЮЗС-1, где толщины газонасыщенных коллекторов составили 8,6м и 5,6м, соответственно.

УГНК приняты на абсолютных отметках 3255,88м по пласту Ю-V-B-2, где высота залежи-22,7м, и минус 3315,58м по пласту Ю-V-B-3, где высота залежи-27,7м.

Продуктивный горизонт Ю-VI приурочен к отложениям Айболинской свиты нижней юры, который разделен на 9 пластов Ю-VI-A-1, Ю-VI-A-2, Ю- VI-B-1, Ю- VI-B-2, Ю-VI-B-3, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю- VI-B-3 и Ю-VI-Г.

По пласту Ю-VI-A-1 скв.ЮЗС-65, 31, 2, 60, 102, 8 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

В пределах пласта по материалам ГИС и опробованию скважин выявлены 4 нефтяные и одна газовая залежь.

По залежам нефти по материалам ГИС по скв.ЮЗС-3, 6, скв.ЮЗС-30, скв.ЮЗС-1, скв.ЮЗС-5 толщины нефтенасыщенных коллекторов составили 9, 3,2, 8,8, 2,4, 14,3м, соответственно.

УВНК приняты по залежи в районе скв.ЮЗС-3, 6 на абсолютной отметке по скв.ЮЗС-6 2840,7м(высота залежи-137,1м), по залежи в районе скв.ЮЗС-1 на абсолютной

отметке 3467,98м(высота залежи-7,1м), по залежи в районе скв.ЮЗС-5 на абсолютной отметке 2432,97м(высота залежи-18,5м), по подошве нефтенасыщенных коллекторов скважин.

По залежи в районе скв.ЮЗС-30, ограниченная тектонически и литологически, подошва нефти по скв.ЮЗС-30 находится на абсолютной отметке 2594,0 (высота залежи-10,4м).

Нефтеносность доказана опробованием скв.ЮЗС-3, 30, 1, при испытании:

- в скв.ЮЗС-3, с инт.2776-2787м, всего отобрано 2643,512 м<sup>3</sup> нефти;
- в скв.ЮЗС-30, с инт.2650-2655м, всего за период опробования извлечено из скважины 180,4м<sup>3</sup> жидкости, из них 47,89 м<sup>3</sup> нефти, 99,2м<sup>3</sup> тех воды и 18,4м<sup>3</sup> геля и 14,91м<sup>3</sup> пласт.воды;
- в скв.ЮЗС-1, с интервала 3530-3540м расчетный дебит полученной нефти и воды 0,09м<sup>3</sup>/сут и 0,045м<sup>3</sup>/сут, а также отобраны для исследования пробы поверхностной нефти, где плотность нефти составила 0,8169г/см<sup>3</sup>.

По газовой залежи выявленная по данным материалов ГИС в скв. ЮЗС-4, 10 толщины газонасыщенных коллекторов составили 10,3м и 7,5м, соответственно.

УГНК принят по скв.ЮЗС-4 на абсолютной отметке 2535м(высота залежи-98,33м), по подошве газонасыщенных коллекторов скв.ЮЗС-4 и доказана опробованием интервала 2501-2509м( скв.ЮЗС-10), где всего за период опробования извлечено из скважины 33м<sup>3</sup> тех воды и 0,5м<sup>3</sup> конденсата.

По пласту Ю-VI-A-2 скв.ЮЗС-65, 31, 2, 60, 102, 8 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

В пределах пласта по данным ГИС выявлена одна нефтяная залежь в скв.ЮЗС-15, где толщина нефтенасыщенных коллекторов составила 9,1м, и с интервала 2710-2715м и 2716-2725м всего за период опробования извлечено из скважины 200,7 м<sup>3</sup> жидкости. Из них 71,3 м<sup>3</sup> нефти, 76 м<sup>3</sup> гели и 53,4 м<sup>3</sup> тех.воды.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов на абсолютной отметке 2656,79м, высота залежи-12,9м.

По пласту Ю-VI-B-1 скв.ЮЗС-2, 8, 31, 60, 65, 102 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

В пределах пласта выявлены 4 нефтяные и 2 газовые залежи.

Нефтяные залежи выявлены в районах скважин: - скв.ЮЗС-3 и скв.ЮЗС-6; - скв.ЮЗС-15; - скв.ЮЗС-7; - скв.ЮЗС-1.

Нефтеносность доказана опробованием скв.ЮЗС-3, 15, 1:

- скв.ЮЗС-3, инт.2981-2988м и 2991-3000м (пласт Ю-V-Б-1 с совместно с пластом Ю-V-Б-2) всего при опробовании отобрано  $305\text{м}^3$  жидкости, из них  $254\text{м}^3$  нефти, так же дострелян инт.2957-2967, где получено во время опробования  $170,6\text{м}^3$  жидкости (тех.вода+нефть), из них  $32,65\text{м}^3$  нефти, расчетный дебит нефти  $1,8\text{м}^3/\text{сут}$ , отобраны для исследования пробы пластовой и поверхностной нефти, где плотность нефти  $0,7993\text{г}/\text{см}^3$  и  $0,8154\text{г}/\text{см}^3$ , соответственно;

- скв.ЮЗС-15, инт.2779-2784м и 2788-2793м, где всего за период опробования извлечено из скважины  $124,2\text{ м}^3$  жидкости, из них  $49,1\text{ м}^3$  нефти,  $60,1\text{м}^3$  геля и  $15\text{ м}^3$  тех.воды, отобраны для исследования пробы поверхностной нефти, где плотность нефти составляет  $0,8143\text{г}/\text{см}^3$ .

- скв.ЮЗС-1, инт.3570-3580м, получен слабый приток нефти с водой, отобраны для исследования пробы поверхностной нефти, где плотность нефти составляет  $0,8120\text{г}/\text{см}^3$ .

УВНК по залежам принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов:

- в районе скв.ЮЗС-3, 6, по скв.ЮЗС-6 на отметке минус 2977,7 м, высота залежи 94,1 м;

- в скв.ЮЗС-15, на отметке минус 2725,49 м, высота залежи 12,1м;

- в скв.ЮЗС-7, на отметке минус 3227,2 м, высота залежи 31,8 м;

- в скв.ЮЗС-1, на отметке минус 3508,68 м, высота залежи 8,5 м.

Газовые залежи выявлены в двух участках - в районах скв.ЮЗС-5 и скв.ЮЗС-4, 10:

При испытании инт.2551-2558м скв.ЮЗС-5, всего за период опробования отобрано  $189,273\text{м}^3$  жидкости, из них  $34,473\text{м}^3$  конденсата,  $154,8\text{м}^3$  тех.воды, УГНК принят по подошве газонасыщенных коллекторов на абсолютной отметке 2496,37м, высота залежи 6,7м.

В районе скв.ЮЗС-4, 10, по скв.ЮЗС-4 на отметке минус 2594,7м по подошве газонасыщенных коллекторов принят УГНК, высота залежи 95,13м.

По пласту Ю-VI-Б-2 скв.ЮЗС-2, 8, 31, 60, 65, 102, пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

В пределах пласта выявлены две нефтяные залежи в районе скв.ЮЗС-3, 6 и районе скв.ЮЗС-15:

По залежи районе скв.ЮЗС-3, 6 по материалам ГИС выявленные 19,8м и 13,2м нефтенасыщенные коллектора доказаны опробованием:

- скв.ЮЗС-3, из инт.2981-2988м и 2991-3000м (пласт Ю-V-Б-1 с совместно с пластом Ю-V-Б-2) всего при опробовании отобрано  $305\text{м}^3$  жидкости, из них  $254\text{м}^3$  нефти;



- скв.ЮЗС-6, инт.3062-3070м, всего при опробовании отобрано  $265,905\text{м}^3$  жидкости, из них  $148,76\text{м}^3$  нефти, а также отобраны для исследования пробы поверхностной нефти, где плотность нефти составила  $0,810\text{г/см}^3$ .

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора по скв.ЮЗС-6 на абсолютной отметке 3010,9м, высота залежи 93,5м.

По залежи в районе скв.ЮЗС-15 УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора(4,4м) на абсолютной отметке 2752,09г, высота залежи-4,4м, где при испытании интервала 2814-2820м извлечено  $93\text{м}^3$  жидкости, из них  $38\text{ м}^3$  нефти и  $55\text{ м}^3$  тех.воды, а также отобраны для исследования пробы поверхностной нефти, где плотность нефти составила  $0,806\text{г/см}^3$ .

По пласту Ю-VI-B-3 скв.ЮЗС-65, 31, 2, 60, 102, 8 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

По нефтяной залежи в районе скв.ЮЗС-3, 6 УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора скв.ЮЗС-6 на абсолютной отметке 3127,8м, высота залежи-127,7м.

По пласту Ю-VI-B-1 скв.ЮЗС-65, 31, 60, 102 пробурены в зоне выклинивания данного пласта.

В пределах пласта выявлены две залежи – газовая в скв.ЮЗС-11 и нефтяная в скв.ЮЗС-6.

По нефтяной залежи в районе скв.ЮЗС-6 (6,5 м) УВНК принято по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 3179,4м., высота залежи-24,6м.

Газовая залежь в скв.ЮЗС-11 (6,9 м), УГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2558,42м, высота залежи-6,9м. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2617-2624м, где всего в период опробования получено  $76\text{м}^3$  жидкости, из них  $49\text{ м}^3$  тех. воды и  $27\text{м}^3$  конденсата.

Пласт Ю-VI-B-2. В разрезе скв.ЮЗС-65, 31, 60, 102 наблюдается выклинивание данного пласта.

В пределах пласта выявлена одна нефтяная залежь в скв.ЮЗС-4, толщиной 1,5м, где УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2916,6м, высота залежи-1,5м.

Пласт Ю-VI-B-3 вскрыт тремя скважинами, скв.ЮЗС-3, 6, 12, в остальных пробуренных скважинах пласт выклинивается.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 3285,6м., высота залежи-2м.

Пласт Ю-VI-Г вскрыт скв.ЮЗС-2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2126,3м, высота залежи-8,3м.

Продуктивный горизонт Ю-VII приурочен к отложениям Сазымбайской свиты нижней юры, который разделен на 8 пластов Ю-VII-A-1, Ю-VII-A-2, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2, Ю-VII-B-3, Ю-VII-B-4, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2.

Пласт Ю-VII-A-1 вскрыт всеми добуренными 13-ю скважинами, в разрезе скв.ЮЗС-60 пласт выклинивается, скв.ЮЗС-65, 6, 7 пробурены в зоне замещения.

В пределах пласта выявлено 4 нефтяные залежи в районах скважин: - скв.ЮЗС-3; - скв.ЮЗС-31; - скв.ЮЗС-8; - скв.ЮЗС-4,10.

В скв.ЮЗС-3 по материалам ГИС выявлены нефтенасыщенные коллектора-8м, УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 3295,1м, высота залежи-8м.

В скв.ЮЗС-31 по материалам ГИС выявлены нефтенасыщенные коллектора-12,6 м, ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2071,49м, высота залежи-25,4м., при испытании интервала 2110-2122м извлечено 335м<sup>3</sup> жидкости, из них 173,8м<sup>3</sup> нефти, 81,2 м<sup>3</sup> геля, 23,2м<sup>3</sup> тех.воды и 56,8 м<sup>3</sup> пласт.воды.

В скв.ЮЗС-8 по материалам ГИС выявлены нефтенасыщенные коллектора-7,7м, УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2489,6м, высота залежи-25,5 м, при испытании интервала 2537-2542м извлечено 463,83м<sup>3</sup> жидкости, из них 283,89м<sup>3</sup> нефти.

В районе скв.ЮЗС-4, 10, по материалам ГИС выявлены нефтенасыщенные коллектора-2,9м, 2,2м, соответственно. УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора скв.ЮЗС-4 на абсолютной отметке 3046,9м, высота залежи-71,63м.

Пласт Ю-VII-A-2 вскрыт добуренными 13-ю скважинами, а в районе скв.ЮЗС-60 пласт выклинивается. По материалам ГИС в скв.ЮЗС-6 выделены нефтенасыщенные коллектора 13,2м, остальные скважины пробурены в зоне замещения.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 3478,4 м, высота залежи-15,8м.

Пласт Ю-VII-B-1 вскрыт всеми добуренными 13-ю скважинами, в районе скв.ЮЗС-60 пласт выклинивается, скв.ЮЗС-7, 9, 10, 11 пробурены в зоне замещения.

В пределах пласта выявлены две нефтяные и одна газовая залежи:

- в районе скв.ЮЗС-3, 6 по материалам ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора толщинами 7,2м и 1,2м, соответственно. УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв.ЮЗС-6 на абсолютной отметке 3524,7м, высота

залежи-112,4м. При испытании инт.3485-3488м и 3512-3521м в скв.ЮЗС-3 расчетный дебит нефти  $0,61\text{м}^3/\text{сут}$  и  $1,42\text{м}^3/\text{сут}$  воды, а также отобраны для исследования пробы пластовой и поверхностной нефти, где плотности нефти составил  $0,8073\text{г}/\text{см}^3$ ;

- в скв.ЮЗС-4 по материалам ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора-9,6м, УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 3100,9м, высота залежи-10,8м.

- по материалам ГИС в скв.ЮЗС-65 выделены газонасыщенные коллектора толщиной 17,8м, что доказаны опробованием интервалов:

✓ 2414-2429м, где получено приток газа с конденсатом и водой,  $Q_{\text{конденсат}}^{10}=101\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $\text{ГФ}=1312\text{м}^3/\text{т}$  и обводненность 55%;

✓ 2445-2455м, где получено приток газа с конденсатом и водой,  $Q_{\text{газ}}^6=38,66\text{тыс.м}^3/\text{сут}$ ,  $\text{ГФ}=6210\text{м}^3/\text{т}$  и  $Q_{\text{жидкость}}=7,8\text{м}^3/\text{сут.}$ , отобрана проба газа.

УГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2389,1м, высота залежи-39,2м.

Пласт Ю-VII-Б-2 вскрыт всеми добуренными 12-ю скважинами, в разрезе скв.ЮЗС-60 пласт выклинивается. По данным ГИС в скв.ЮЗС-6, 31, 10 выделены газонасыщенные коллектора, в скв.4 – газонефтенасыщенные коллектора, скв.ЮЗС-5, 9, 11 водонасыщенные, а скв.ЮЗС-2, 3, 7, 8, 102 пробурены в зоне замещения.

В пределах пласта выявлено 3 залежи – две газовые в районах скв.ЮЗС-6, ЮЗС-31, и одна газонефтяная в скв.ЮЗС-4, 10:

- в скв.ЮЗС-6 по материалам ГИС выявлены газонасыщенные коллектора 10,8м, УГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 3617,8м, высота залежи-19,5м.

- в скв.ЮЗС-31 по материалам ГИС выявлены газонасыщенные коллектора 1,9м, УГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2236,59м, высота залежи-1,9м.

- газонефтяная залежь, по материалам ГИС газонасыщенные коллектора выделены в скв.ЮЗС-4, 10- 13,5м и 14м, соответственно и нефтенасыщенные коллектора в скв.ЮЗС-4-6,3м. При опробовании интервала 3222-3236м полученный расчетный приток газа и нефти  $500\text{м}^3/\text{сут}$  и  $0,15\text{м}^3/\text{сут}$ , отобраны пластовые и поверхностные пробы нефти, где плотность  $0,791\text{г}/\text{см}^3$  и  $0,8172\text{г}/\text{см}^3$ , соответственно. УГНК и УВНК принято по скв.ЮЗС-4 по подошвам газонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов на абсолютных отметках 3172,2м и 3192,2м, соответственно.

Пласт Ю-VII-Б-3 вскрыт всеми добуренными 12-ю скважинами, в районах скв.ЮЗС-60, 3, 7 пласт выклинивается. По данным ГИС газонасыщенные 1,8м пласты-

коллектора выделены в скв.ЮЗС-31; в скв.ЮЗС-9 нефтенасыщенные коллектора 2,2м; в скв.ЮЗС-11 водонасыщенные коллектора 1,8м, а остальные скважины пробурены в зоне замещения.

УГНК в районе скв.ЮЗС-31 принят по подошве газонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2267,3м, высота залежи 9,7м.

УВНК в районе скв.ЮЗС-9 принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2547,88м, высота залежи 2,2м.

Пласт Ю-VII-Б-4 вскрыт только 6-ю скважинами, в разрезах скв.ЮЗС-60, 2, 3, 7, 31 пласт выклинивается. По данным ГИС выявлены в скв.ЮЗС-10 нефтенасыщенные коллектора-2,9 (коэффициенты расчлененности и песчанистости 2 и 0,06), остальные скважины пробурены в зоне замещения.

УВНК по залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 3355,97м, высота залежи 39,4м.

Пласт Ю-VII-В-1 вскрыт добуренными 11-ю скважинами, где по данным материалов ГИС выявлены в скв.ЮЗС-2, 31 газонасыщенные коллектора 7,3м и 9,4м, скв.ЮЗС-60 нефтенасыщенные коллектора - 1,9м, скв.ЮЗС-2, 31 водонасыщенные коллектора - 2,3м, 9,4м, остальные скважины пробурены в зоне замещения.

В пределах пласта выявлены две газовые залежи в р-не скв.ЮЗС-2, 31 и одна нефтяная залежь в скв.ЮЗС-60, где флюидальные контакты приняты:

- в районе скв.ЮЗС-2 УГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2370,7м, высота залежи 20м;
- УГНК в районе скв.ЮЗС-31 принят по подошве газонасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2290,49м, высота залежи 17,6м;
- УВНК в районе скв.ЮЗС-60 принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке 2244,4м, высота залежи 30,7м.

Пласт Ю-VII-В-2 вскрыт только 10-ю скважинами, в которых по данным материалов ГИС в 4-х районах скв.ЮЗС-31, скв.ЮЗС-2, скв.ЮЗС-102, скв.ЮЗС-11 выявлены газовые залежи.

УГНК приняты по подошве газонасыщенных коллекторов на абсолютных отметках:

- в районе скв.ЮЗС-2, минус 2415,4м, высота залежи 9,5м;
- в районе скв.ЮЗС-31, минус 2336,59м, высота залежи 4,3м;
- в районе скв.ЮЗС-102, минус 2582,55м, высота залежи 31,9м;
- в районе скв.ЮЗС-11, минус 3221,67м, высота залежи 2,2м.

Таблица 2.1.1 - Характеристика продуктивных горизонтов

Период изученности	№ п/п	Залежи	Глубина залегания, м	Тип залежи	Площадь, км <sup>2</sup>		Тип коллектора	Средняя эффективная толщина, м		Абсолютная отметка начального положения, м				
					нефти	газа		нефти	газа	ВНК	УВНК	ГНК	УГНК	УГВК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПР-2019г	1	Ю-I	-1707	Пластовый, сводовый, тектонически-экранированный, литологически-экранированный	2919		Терригенный, поровый	7,8			-1738,85			
	2	Ю-II	-1728,7		1944			9,4			-1734,52			
	3	Ю-III-1	-1859,3		5863			4,9			-1905,39			
	4	Ю-III-2	-1979,7		10132			6,4			-1971,8			
	5	Ю-IV-A-1	-2074		1831			5,3			-2035,5			
	6	Ю-IV-A-2	-2146,5		2100			3,4			-2217,68			
	7	Ю-V-A	-1879		363			5,6			-1880,1			
	8	Ю-V-B-1	-1933		300			10,6			-1938,6			
	9	Ю-V-B-2	-2295,4		975			8,3		-2344,7				
	10	Ю-V-B-3	-2520		544	1894		3,8	3,2		-2388,4			-2740,08
	11	Ю-V-B-4	-2680,2		3782			3,4		-2631,9				
	12	Ю-V-B-1	-2903,6		2057	1406		2,7	1,2	-2687,1			-3182,18	
	13	Ю-V-B-2	-2975,4		494	1413		6,3	8,6		-2710,67		-3255,88	
	14	Ю-V-B-3	-3061,9		569	1337,5		5,2	5,6		-2818,67		-3315,58	
	15	Ю-VI-A-1	-2941		6194	1281		7,9	8,9		-2833,9	-2535		
	16	Ю-VI-A-2	-2650		169			9,1			-2656,79			
	17	Ю-VI-B-1	-2600,9		7356,5	2997		9	10,5		-3109,76		-2545,53	
	18	Ю-VI-B-2	-2879,3		2776			12,5		-3010,9				
	19	Ю-VI-B-3	-2967,2		2569			5,3		-3127,8				
	20	Ю-VI-B-1	-2865,5		181	432,6		6,7	6,9		-3179,4		-2558,42	
	21	Ю-VI-B-2	-2915,8		294			1,5		-2916,6				
	22	Ю-VI-B-3	-3284,6		317			2		-3285,6				
	23	Ю-VI-Г	-2122		1231			8,3		-2126,3				
	24	Ю-VII-A-1	-2670,6		1469			5,9			-2943,9			
	25	Ю-VII-A-2	-3470,5		556			13,2			-3478,4			
	26	Ю-VII-B-1	-2937,3		1744,1	675		8,95	17,8		-3312,8		-2389,1	
	27	Ю-VII-B-2	-2926		163	982		9,3	10,05		-3192,2		-3008,86	
	28	Ю-VII-B-3	-2403,7		56	163		2	1,8		-2407,59		-2267,3	
	29	Ю-VII-B-4	-3336		281			2,9		-3355,97				
	30	Ю-VII-B-1	-2307		163	3475,8		6,2	8,35		-2244,4	-2330,595		
	31	Ю-VII-B-2	-2777			2618,8		3,6	3,6			-2639,0525		
ДопПР-2021г	1	Ю-I	-1707	Пластовый, сводовый, тектонически-экранированный, литологически-экранированный	2919		Терригенный, поровый	7,8			-1738,85			
	2	Ю-II	-1728,7		1944			9,4			-1734,52			
	3	Ю-III-1	-1859,3		5863			4,9			-1905,39			
	4	Ю-III-2	-1979,7		10132			6,4			-1971,8			
	5	Ю-IV-A-1	-2074		1831			5,3			-2035,5			
	6	Ю-IV-A-2	-2146,5		2100			3,4			-2217,68			
	7	Ю-V-A	-1879		363			5,6			-1880,1			
	8	Ю-V-B-1	-1933		300			10,6			-1938,6			
	9	Ю-V-B-2	-2295,4		975			8,3		-2344,7				
	10	Ю-V-B-3	-2520		544	1894		3,8	3,2		-2388,4			-2740,08
	11	Ю-V-B-4	-2680,2		3782			3,4		-2631,9				
	12	Ю-V-B-1	-2903,6		2057	1406		2,7	1,2	-2687,1			-3182,18	
	13	Ю-V-B-2	-2975,4		494	1413		6,3	8,6		-2710,67		-3255,88	
	14	Ю-V-B-3	-3061,9		569	1337,5		5,2	5,6		-2818,67		-3315,58	
	15	Ю-VI-A-1	-2941		6194	1281		7,9	8,9		-2833,9	-2535		
	16	Ю-VI-A-2	-2650		169			9,1			-2656,79			
	17	Ю-VI-B-1	-2600,9		7356,5	2997		9	10,5		-3109,76		-2545,535	
	18	Ю-VI-B-2	-2879,3		2776			12,5		-3010,9				
	19	Ю-VI-B-3	-2967,2		2569			5,3		-3127,8				
	20	Ю-VI-B-1	-2865,5		181	432,6		6,7	6,9		-3179,4		-2558,42	
	21	Ю-VI-B-2	-2915,8		294			1,5		-2916,6				
	22	Ю-VI-B-3	-3284,6		317			2		-3285,6				
	23	Ю-VI-Г	-2122		1231			8,3		-2126,3				
	24	Ю-VII-A-1	-2670,6		1469			5,9			-2943,9			
	25	Ю-VII-A-2	-3470,5		556			13,2			-3478,4			
	26	Ю-VII-B-1	-2937,3		1744,1	675		8,95	17,8		-3312,8		-2389,1	
	27	Ю-VII-B-2	-2926		163	982		9,3	10,05		-3192,2		-3008,86	
	28	Ю-VII-B-3	-2403,7		56	163		2	1,8		-2407,59		-2267,3	
	29	Ю-VII-B-4	-3336		281			2,9		-3355,97				
	30	Ю-VII-B-1	-2307		163	3475,8		6,2	8,35		-2244,4	-2330,595		
	31	Ю-VII-B-2	-2777			2618,8		3,6	3,6			-2639,0525		

Таблица 2.1.2 - Абсолютные отметки межфлюидных контактов

Период изученности	№ п/п	Горизонт	№№ скв.	Отметки ВНК, УВНК, ГНК, УГНК, ГВК, м		
				по ГИС	по опробованию	принятые
1	2	4	5	6	7	8
ПР-2019г	1	Ю-I	Ю3С-102		-1738,85	-1738,85
	2	Ю-II	Ю3С-102		-1791,65	-1791,65
	3	Ю-III-1	Ю3С-101		-1993,3	-1993,3
	4	Ю-III-2	Ю3С-3		-2147,8	-2147,8
	5	Ю-IV-A-1	Ю3С-4		-2085,2	-2085,2
	6	Ю-IV-A-2	Ю3С-101		-2217,68	-2217,68
	7	Ю-V-A	Ю3С-9		-1535,08	-1535,08
	8	Ю-V-B-1	Ю3С-4		-2297,9	-2297,9
	9	Ю-V-B-2	Ю3С-10		-2344,7	-2344,7
	10	Ю-V-B-3	Ю3С-30		-2474,06	-2474,06
	11	Ю-V-B-4	Ю3С-33	-2574,5		-2574,5
	12	Ю-V-B-1	Ю3С-3		-2687,1	-2687,1
	13	Ю-V-B-2	Ю3С-12		-2710,67	-2710,67
	14	Ю-V-B-3	Ю3С-12		-2818	-2818
	15	Ю-VI-A-1	Ю3С-6		-2840,7	-2840,7
	16	Ю-VI-A-2	Ю3С-15	-2656,8		-2656,8
	17	Ю-VI-B-1	Ю3С-1		-3508,6	-3508,6
	18	Ю-VI-B-2	Ю3С-6		-3010,9	-3010,9
	19	Ю-VI-B-3	Ю3С-6	-3127,8		-3127,8
	20	Ю-VI-B-1	Ю3С-11		-2558,42	-2558,4
	21	Ю-VI-B-2	Ю3С-4	-2916,6		-2916,6
	22	Ю-VI-B-3	Ю3С-6	-3285,6		-3285,6
	23	Ю-VI-Г	Ю3С-2	-2126,3		-2126,3
	24	Ю-VII-A-1	Ю3С-8	-2489,6		-2489,6
	25	Ю-VII-A-2	Ю3С-6	-3478,4		-3478,4
	26	Ю-VII-B-1	Ю3С-4	-3100,9		-3100,9
	27	Ю-VII-B-2	Ю3С-4	-3192,2		-3192,2
	28	Ю-VII-B-3	Ю3С-9	-2549,9		-2549,9
	29	Ю-VII-B-4	Ю3С-10	-3316,57		-3316,57
	30	Ю-VII-B-1	Ю3С-2	-2350,7		-2350,7
	31	Ю-VII-B-2	Ю3С-11	-3169,4		-3169,4
ДопПР-2021г	1	Ю-I	Ю3С-102		-1738,85	-1738,85
	2	Ю-II	Ю3С-102		-1791,65	-1791,65
	3	Ю-III-1	Ю3С-103	-1927,96		-1927,96
	4	Ю-III-2	Ю3С-3		-2147,8	-2147,8
	5	Ю-IV-A-1	Ю3С-4		-2085,2	-2085,2
	6	Ю-IV-A-2	Ю3С-101		-2217,68	-2217,68
	7	Ю-V-A	Ю3С-9		-1535,08	-1535,08
	8	Ю-V-B-1	Ю3С-4		-2297,9	-2297,9
	9	Ю-V-B-2	Ю3С-10		-2344,7	-2344,7
	10	Ю-V-B-3	Ю3С-30		-2474,06	-2474,06
	11	Ю-V-B-4	Ю3С-33	-2574,5		-2574,5
	12	Ю-V-B-1	Ю3С-3		-2687,1	-2687,1
	13	Ю-V-B-2	Ю3С-12		-2710,67	-2710,67
	14	Ю-V-B-3	Ю3С-12		-2818	-2818
	15	Ю-VI-A-1	Ю3С-6		-2840,7	-2840,7
	16	Ю-VI-A-2	Ю3С-15	-2656,8		-2656,8
	17	Ю-VI-B-1	Ю3С-1		-3508,6	-3508,6
	18	Ю-VI-B-2	Ю3С-6		-3010,9	-3010,9
	19	Ю-VI-B-3	Ю3С-6	-3127,8		-3127,8
	20	Ю-VI-B-1	Ю3С-11		-2558,42	-2558,4
	21	Ю-VI-B-2	Ю3С-4	-2916,6		-2916,6
	22	Ю-VI-B-3	Ю3С-6	-3285,6		-3285,6
	23	Ю-VI-Г	Ю3С-2	-2126,3		-2126,3
	24	Ю-VII-A-1	Ю3С-8	-2489,6		-2489,6
	25	Ю-VII-A-2	Ю3С-6	-3478,4		-3478,4
	26	Ю-VII-B-1	Ю3С-4	-3100,9		-3100,9
	27	Ю-VII-B-2	Ю3С-4	-3192,2		-3192,2
	28	Ю-VII-B-3	Ю3С-9	-2549,9		-2549,9
	29	Ю-VII-B-4	Ю3С-10	-3316,57		-3316,57
	30	Ю-VII-B-1	Ю3С-2	-2350,7		-2350,7
	31	Ю-VII-B-2	Ю3С-11	-3169,4		-3169,4

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

Для характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы данные лабораторных анализов керн, материалы комплекса геофизических и гидродинамических исследований скважин.

### *Результаты анализов керн*

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении керн из юрских отложений отобран в 9 скважинах.

Общая проходка по месторождению составила 96,3 м, линейный вынос керн 91,32 м или 94,8% от проходки. Проанализировано 180 образцов керн (вдоль наслоения – 166, поперек наслоения – 14), из которых 22 образца – кондиционные.

После ПР-2019г на месторождении керн отобран в скважине ЮЗС-103. Проходка составляет 22,7 м, вынос керн – 21,95 м, что составляет 96,7% от проходки. Проанализировано 38 образцов, из них один образец является кондиционным.

Характеристика отбора керн представлена в таблице 2.2.1.

**Таблица 2.2.1 - Общая характеристика отбора керн по разрезу**

№ скв.	Общий отбор керна по разрезу				Отбор керна в верхнеюрских отложениях				Отбор керна в средне- и нижнеюрских отложениях			
	Проходка, м	Вынос керна		Кол-во обр. (вдоль /поперек)	Проходка, м	Вынос керна		Кол-во обр. (вдоль /поперек)	Проходка, м	Вынос керна		Кол-во обр. (вдоль /поперек)
		м	%			м	%			м	%	
ПР-2019г												
ЮЗС-1	16,7	16,7	100	23	-	-	-	-	16,7	16,7	100	23
ЮЗС-2	7,85	7,63	97,2	18	-	-	-	-	7,85	7,63	97,2	18
ЮЗС-3	8,2	8,2	100	15	-	-	-	-	8,2	8,2	100	15
ЮЗС-4	8,35	8,35	100	11/10	-	-	-	-	8,35	8,35	100	11/10
ЮЗС-12	8,04	4,05	50,4	4/4	-	-	-	-	8,04	4,05	50,4	4/4
ЮЗС-60	9,89	9,87	99,8	9	9,89	9,87	99,8	9	-	-	-	-
ЮЗС-101	5,7	5,7	100	18	5,7	5,7	100	18	-	-	-	-
ЮЗС-102	8,87	8,87	100	30	8,87	8,87	100	30	-	-	-	-
Итого по ПР-2019г	73,6	69,37	94,3	128/14	24,46	24,44	99,9	57	49,14	44,93	91,4	71
После ПР-2019г												
ЮЗС-103	22,7	21,95	96,7	38	16,7	15,95	95,5	32	6	6	100	6
Итого после ПР-2019г	22,7	21,95	96,7	38	16,7	15,95	95,5	32	6	6	100	6
Всего по мест-ю	96,3	91,32	94,8	166/14	41,16	40,39	98,1	89	55,14	50,93	92,4	77/14

Подробная характеристика по отбору керн и образцов в пределах продуктивных горизонтов приведена в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Освещенность керном по скважинам и продуктивным горизонтам

№ скв.	Горизонт	Интервал продуктивного горизонта, м	Н гор., м	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Вынос керна		Кол обр/конд. образцы.	Освещенность толщины горизонта образцами керна, обр/м
						м	%		
ПР-2019г									
ЮЗС-1	Ю-IV-A-1	2389-2409	20	2390,9- 2399	8,1	8,1	100	11	0,55
ЮЗС-2	Ю-VI-Г	2180,81-2190	9,19	2180,81- 2187,85	7,04	7,04	100	16/14	1,7
ЮЗС-3	Ю-V-B-1	2740,71- 2764,57	23,86	2754,46- 2762,66	8,2	8,2	100	15	0,6
ЮЗС-4	Ю-V-B-2	2398,2-2410,6	12,4	2405,71- 2410,6	4,89	4,89	100	15	1,2
ЮЗС- 12	Ю-VI-B-1	3277,71- 3320,72	43,01	3317,71- 3320,72	3,01	3,01	100	8	0,2
ЮЗС- 60	Ю-I	1719,67- 1767,83	48,16	1723- 1730,38	7,38	7,36	99,73	6/6	0,1
	Ю-III-1	1950-1981	31	1957,48- 1959,99	2,51	2,51	100	3	0,1
ЮЗС- 101	Ю-III-2	2069,58- 2177,7	108,12	2130,- 2135,7	5,7	5,7	100	18	0,2
ЮЗС- 102	Ю-III-2	2023,71- 2044,21	20,5	2026,05- 2034,92	8,87	8,87	100	30/1	1,5
Итого по ПР-2019г			316,24		55,7	55,68	99,96	122/21	0,4
После ПР-2019г									
ЮЗС- 103	Ю-II	1819,47- 1865,24	45,77	1824- 1827,91	3,91	3,91	100	13	0,3
	Ю-III-1	1976,96- 2004,24	27,28	1980- 1985,78	5,78	5,78	100	19/1	0,7
Итого после ПР-2019г			73,05		9,69	9,69	100	32/1	0,4
Всего по мест-ю			389,29		65,39	65,37	99,97	154/22	0,4

Непосредственно по продуктивным отложениям бурением с отбором керна пройдено 65,39 м, вынесено 65,37 м или 99,97% от проходки. Количество образцов керна, приходящие на продуктивные горизонты составляет 154 образца, из них 22 образца – кондиционные.

На керне выполнены стандартные исследования, включающие: макроскопическое описание пород, определение пористости, газопроницаемости, минералогической и объемной плотности, гранулометрического состава, карбонатности и остаточной водонасыщенности.

Керн по шести скважинам (ЮЗС-1, ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-12, ЮЗС-60) анализировался в лаборатории геологии и полезных ископаемых мезозоя и кайнозоя Института геологических наук имени К. И. Сатпаева (г.Алматы), по двум скважинам ЮЗС-101, ЮЗС-102 – в петрофизической лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР» (г. Актау) и по скважине ЮЗС-103 – в лаборатории ТОО «Стратум-КЭР» (г. Актау). В таблице 2.2.3 приведена информация по видам и объёму лабораторных исследований.



Таблица 2.2.3 – Комплекс стандартных лабораторных исследований и количество определений

Вид исследования	ПР-2019г			После ПР-2019г	
	№№ скважины	Кол-во		№№ скважины	Количество
		вдоль	поперек		
Пористость открытая/полная, образец	ЮЗС-1, ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-12, ЮЗС-60, ЮЗС-101, ЮЗС-102	127/80	13/14	ЮЗС-103	38/-
Плотность объемная/минералогическая, образец		80/128	14		-/38
Газопроницаемость, образец		127	14		38
Проницаемость по Клинкенбергу, образец		15	-		38
Насыщенность нефтью/водой, образец		83/76	-		-/38
Гранулометрический состав на керне/шламе, образец		81/36	-		21
Карбонатность на керне/шламе, образец		114/79	-		21
Гамма-каротаж, м	ЮЗС-101, ЮЗС-102	14,57	-		11,69
Параметр пористости, образец	ЮЗС-4, ЮЗС-12, ЮЗС-101, ЮЗС-102	45	13		15
Параметр насыщения, образец/определение	ЮЗС-101, ЮЗС-102	26/208	-		15/120
Шлифы на керне, штука	ЮЗС-1, ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-12, ЮЗС-60, ЮЗС-101	95	-		21
Шлифы на шламе, штука	ЮЗС-6, ЮЗС-9	31	-		-
Минералогический состав песчано-алевритовых фракций (на керне/на шламе), образец	ЮЗС-1, ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-9, ЮЗС-12, ЮЗС-60, ЮЗС-102	75/25	-		21
Рентгенофазовый анализ на керне/шламе, образец	ЮЗС-1, ЮЗС-2, ЮЗС-60	24/22	-		-

### **Обоснование граничных значений параметров пород-коллекторов.**

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

Для определения граничного значения пористости построены интегральные кривые распределения пористости по классам с проницаемостью  $K_{пр} < 1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и  $K_{пр} > 1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Была попытка построить подобный график для отложений верхней юры (J<sub>3</sub>km) и средне-, нижней юры (J<sub>1-2</sub>d+ab и J<sub>2</sub>kr), так как имеет место большая глубина залегания продуктивных горизонтов средне- и нижней юры, и как следствие ухудшение коллекторских свойств. В результате пересечение интегральных кривых определило граничное значение для средне- и нижнеюрских отложений равное 11,5% (рис.2.2.1). Однако данный параметр не удалось получить для отложений верхней юры (рис.2.2.2), возможно это связано непредставительной коллекцией образцов, использованных в

построении графика, точнее соотношение количеств образцов с  $K_{пр}$  больше  $1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  и меньше  $1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

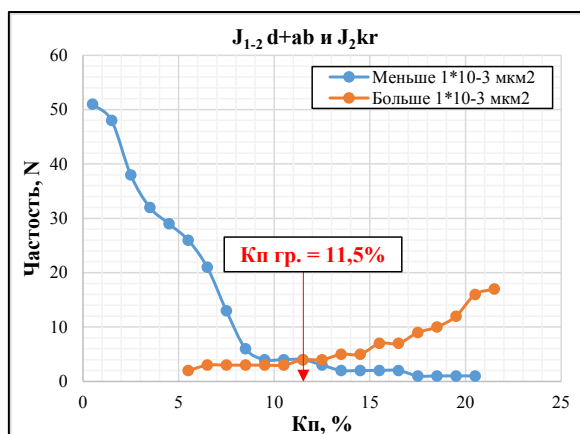


Рис.2.2.1 - Установление граничного значения пористости для нижне- и среднеюрских отложений

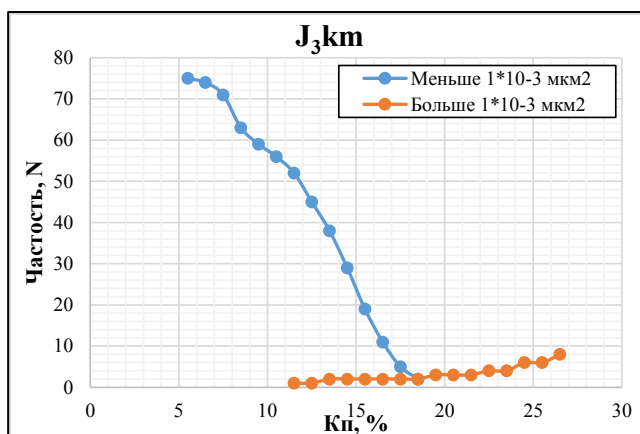


Рис.2.2.2 - Установление граничного значения пористости для верхнеюрских отложений

$K_{п}$  граничное для Юго-Западный Сарыбулак принято по данным  $K_{п\text{гис-опробование}}$  ( $K_{п} \text{ гр.} = 10\%$ ).

*Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости* свидетельствует о возрастании значений проницаемости с возрастанием пористости по экспоненциальной функции. Графики построены по отложениям.

Для отложений зависимости описываются уравнениями (рис. 2.2.3):

**J3km:**  $K_{пр} = 0,0101e^{24,114K_{п}}$  с достоверностью аппроксимации  $R^2 = 0,3608$ ;

**J1-2 d+ab и J2kr:**  $K_{пр} = 0,0649e^{21,741K_{п}}$  с достоверностью аппроксимации  $R^2 = 0,3578$ ;

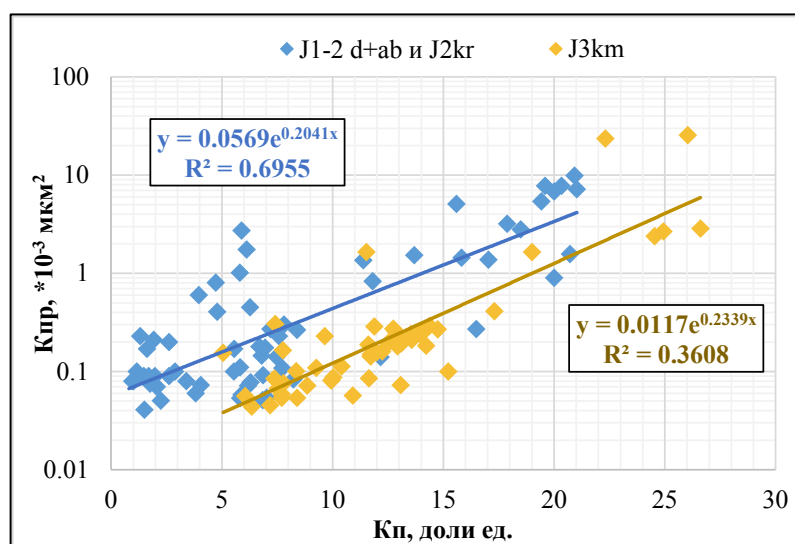


Рис.2.2.3- Зависимость проницаемости от пористости для верхнеюрских и средне-, нижнеюрских отложений

*Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости.*

В связи с ограниченным количеством замеров для построения убедительных зависимостей  $P_{п} = f(K_{п})$  и  $P_{н} = f(K_{в})$  (68 определений параметра пористости на образцах

керн из скважин ЮЗС-4, ЮЗС-12, ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-103 и 328 определений из 41 образцов керн из скважин ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-103), привлечены результаты исследования по удельному электрическому сопротивлению на керне близлежащего месторождения Кумколь для аналогичных отложений. К тому же стоит отметить, что все образцы керн скважин м/р Сарыбулак Юго-Западный, которые подверглись исследованию по определению УЭС, имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства. В итоге получены следующие зависимости и графики  $R_p=f(K_p)$  и  $R_n=f(K_v)$ , построенные методом подбора, которые рекомендуются для интерпретации ГИС:

$$R_p = K_p^{-1,86} \quad R^2 = 0,99 \quad (\text{рис. 2.2.4а}); \quad R_n = K_v^{-1,92} \quad R^2 = 0,99 \quad (\text{рис. 2.2.4б}).$$

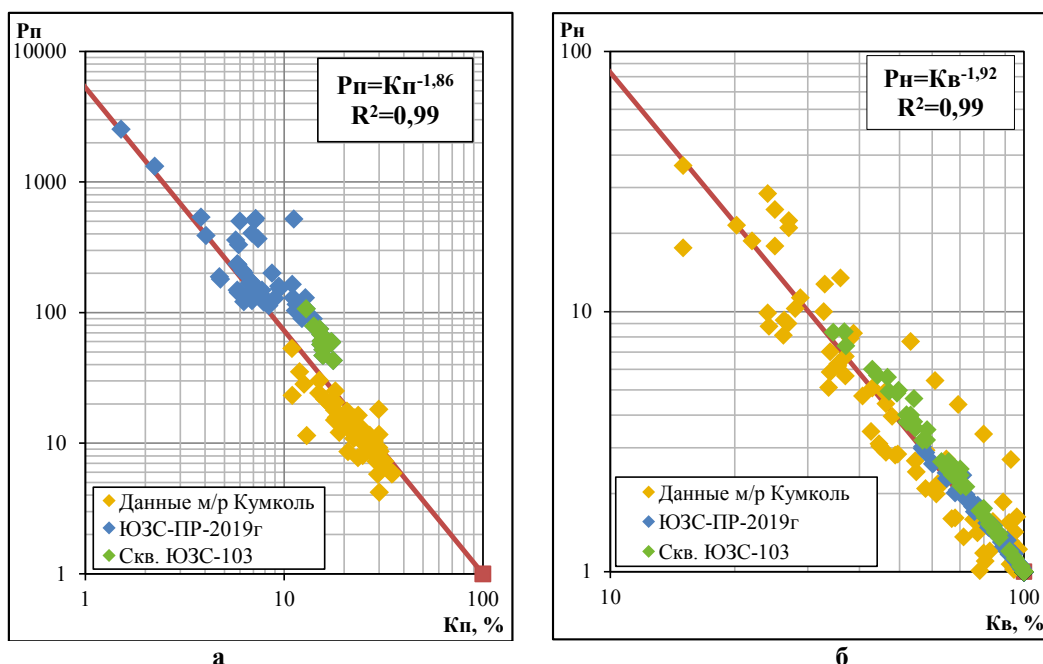


Рис.2.2.4- Петрофизические зависимости для юрских отложений а)  $R_p=f(K_p)$  и б)  $R_n=f(K_v)$

#### ***Сопоставление коэффициента пористости с объемным содержанием глин.***

Для сопоставления данных параметров использованы результаты гранулометрического анализа на образцах керн из скважин ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-12, ЮЗС-60.

Тесной связи коэффициента пористости от объемного содержания глин (рис.2.2.5) не наблюдается. Однако, как видно на графиках, с увеличением пористости уменьшается содержание глин. Максимальное значение объемной глинистости по образцам керн составляет  $\approx 37\%$ .

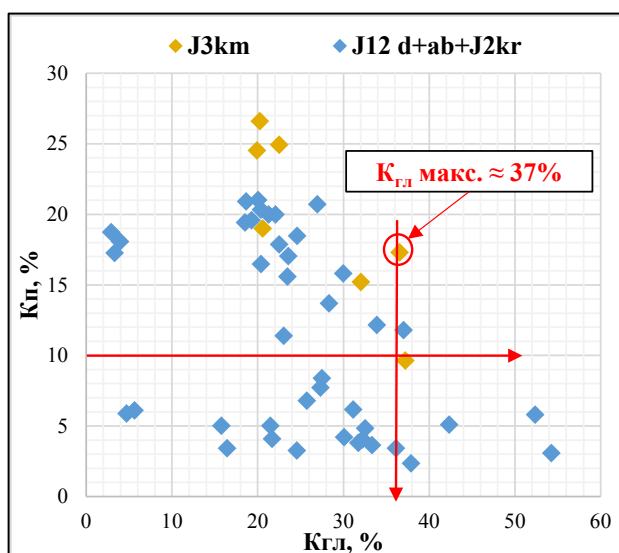


Рис.2.2.5 - Зависимость пористости от глинистости для юрских отложений и продуктивных горизонтов

*Диаграмма распределения гранулометрических фракций*, построенная по результатам определения ситовым методом на 93 образцах керна и шлама, показывает, что в отложениях верхней юры преобладают мелко- и тонкозернистые фракции песка (рис. 2.2.6), а средне- и нижнеюрские отложения характеризуются также преимущественно мелко-, тонкозернистыми песками, но в отличие от верхней юры здесь встречаются фракции крупнозернистого песка в количестве в среднем от 2 до 10 % (рис.2.2.7).

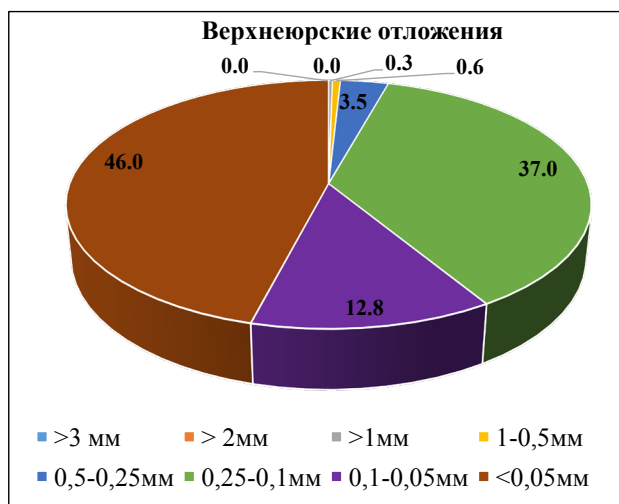


Рис.2.2.6- Диаграмма распределения гранулометрических фракций для верхнеюрских отложений

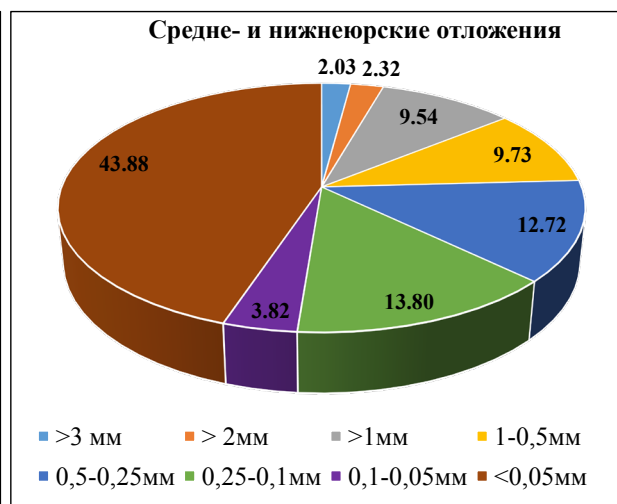


Рис.2.2.7- Диаграмма распределения гранулометрических фракций для средне- и нижнеюрских отложений

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

Коллекторами являются песчаники, алевролиты и гравелиты с проницаемостью  $K_{пр} \geq 1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и пористостью  $K_{п} \geq 0,10$  доли ед., тип коллектора – поровый.

Таким образом, по данным керна получены граничные значения проницаемости, пористости, коэффициент цементации «m» и коэффициент насыщения «n» необходимые при интерпретации ГИС.

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

#### ***Интерпретация ГИС***

После ПР\_2019г на месторождении пробурена новая скважина ЮЗС-103, в которой проведен комплекс геофизических исследований, состоящий из методов ГК, СГК (К, U, Th, KTh), КВ, ПС, ВИКИЗ, АК, НК, ГГКп.

В обсаженных частях ствола скважины (в колонне) для оценки определения качества цементировки колонн проводился АКЦ.

В процессе бурения скважин проведены геолого-технологические исследования (ГТИ), в ходе которых был изучен шлам, записан газовый каротаж. На выходе из скважины регистрировалось общее содержание углеводородов (LTG), также выполнен хроматографический анализ, который позволяет автоматически определять компонентный состав газа (C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5).

Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”.

Определение глинистости коллекторов осуществлялось по методу ГК. Для расчета пористости использовались кривые ГГКп и W(НК), АК. Коэффициент нефтенасыщенности определялся по методу удельного электрического сопротивления по уравнению Арчи-Дахнова с использованием петрофизических связей, установленных на керне  $P_n = I * K_n^{-1,86}$   $P_n = I * K_n^{-1,92}$

Сопротивление пластовой воды принято в верхнеюрских горизонтах Ю-I – Ю-III - 0,035 Ом, в горизонтах Ю-IV – Ю-VII в зависимости от глубины залегания от 0,04 Ом до 0,025 Ом.

Выделение коллекторов проводилось с использованием граничных значений, установленных при ПР-2019г:  $K_{п}^{гп}=10\%$ ,  $K_{гп}^{гп}=37\%$ .

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

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

Результаты оценки коллекторских свойств пласта и их насыщенности приведены в таблице 2.2.6.

**Горизонт Ю-I.** Общая толщина по объекту в среднем 25,81 м, общая эффективная толщина в среднем 10,24м, нефтенасыщенные толщины в среднем 7,85 м, водонасыщенные толщины в среднем 10,01м, где по скв.ЮЗС-103 общая толщина 19,05 м, водонасыщенные толщины в 11,7 м.

Характеризуется коэффициентом песчанистости 0,37д.ед., коэффициентом расчлененности 3,76.

**Горизонт Ю-II.** Общая толщина по объекту в среднем – 34 м, общая эффективная толщина в среднем –7,01м, нефтенасыщенные толщины в среднем – 7,94 м, водонасыщенные толщины в среднем – 4,78м, где по скв.ЮЗС-103 общая толщина 19,05 м, нефтенасыщенные толщины в 3,5 м.

Характеризуется коэффициентом песчанистости 0,27 д.ед., коэффициентом расчлененности 3,4.

**Горизонт Ю-III (пласты Ю-III-1 и Ю-III-2).** Общая толщина по объекту в среднем 55,4м, общая эффективная толщина в среднем 9,4м, нефтенасыщенные толщины в среднем 8,9 м, водонасыщенные толщины в среднем 3,84м, где по скв.ЮЗС-103 общая толщина 86,42м (27,8м и 58,62м), общая эффективная толщина 28,2м (12,5м и 15,7м), нефтенасыщенные толщины в 22,2м(6,5м и 15,7м), водонасыщенные толщины в 6 м (6м и 0м).

**-Пласт Ю-III-1,** характеризуется коэффициентом песчанистости 0,31д.ед., коэффициентом расчлененности 4,1.

**-Пласт Ю-III-2,** характеризуется коэффициентом песчанистости 0,27 д.ед., коэффициентом расчлененности 3,5.

**Горизонт Ю-IV (пласты Ю-IV-A-1 и Ю-IV-A-2).** Общая толщина по объекту в среднем 43,07м, общая эффективная толщина в среднем 6,34м, нефтенасыщенные толщины в среднем 5,87 м, водонасыщенные толщины в среднем – 11,08м, где по скв.ЮЗС-103 общая толщина 51,19м (19,84м и 31,35м), по горизонту Ю-IV-A-2 нефтенасыщенные толщины 3,6м, горизонт Ю-IV-A-1 замещен.

**-Пласт Ю-IV-A-1,** характеризуется коэффициентом песчанистости 0,22 д.ед., коэффициентом расчлененности 2.

**-Пласт Ю-IV-A-2,** характеризуется коэффициентом песчанистости 0,23 д.ед., коэффициентом расчлененности 2,5.

**Горизонт Ю-V (пласты Ю-V-A, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, Ю-V-B-4, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3).** Общая толщина по объекту в среднем 106,48 м, общая эффективная

толщина в среднем 18,4м, нефтенасыщенные толщины в среднем 9,5 м, водонасыщенные толщины в среднем 19,68м.

Характеризуется коэффициентом песчанистости 0,41, 0,47, 0,29, 0,45, 0,35, 0,11, 0,22, 0,26 д.ед., коэффициентом расчлененности 3,5, 2,75, 2,3, 2,2, 1,2, 2,25, 4,5, 5, соответственно.

**Горизонт Ю-VI (пласты Ю-VI-A-1, Ю-VI-A-2, Ю- VI-B-1, Ю- VI-B-2, Ю-VI-B-3, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю- VI-B-3 и Ю-VI-Г).** Общая толщина по объекту в среднем 151,9 м, общая эффективная толщина в среднем 28,51м, нефтенасыщенные толщины в среднем 16,02 м, водонасыщенные толщины в среднем 16,6м.

Характеризуется коэффициентом песчанистости 0,51, 0,32, 0,35, 0,15, 0,25, 0,13, 0,13, 0,52 д.ед., коэффициентом расчлененности 3,3, 3,4, 3,3, 3,1, 1,6, 1,25, 1, 1,3, соответственно.

**Горизонт Ю-VII (пласты Ю-VII-A-1, Ю-VII-A-2, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2, Ю-VII-B-3, Ю-VII-B-4, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2).** Общая толщина по объекту в среднем 159,45 м, общая эффективная толщина в среднем 21,07м, нефтенасыщенные толщины в среднем 8,87 м, водонасыщенные толщины в среднем 13,16м.

Характеризуется коэффициентом песчанистости 0,29, 0,25, 0,25, 0,11, 0,06, 0,29, 0,18 д.ед., коэффициентом расчлененности 1,9, 3, 3,5, 1,3, 3,25, 2, соответственно.

Таблица 2.2.4 – Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Ю-I		Ю-II		Ю-III-1		Ю-III-2		Ю-III		Ю-IV-A-1		Ю-IV-A-2		Ю-IV	
		ПР 2019	ДПР 2023	ПР 2019	ДПР 2023	ПР 2019	ДПР 2023	ПР 2019	ДПР 2023	ПР 2019	ДПР 2023	ПР 2019	ДПР 2023	ПР 2019	ДПР 2023	ПР 2019	ДПР 2023
Общая	Средняя, м	25,99	25,81	33,82	34	26,31	25,42	34,61	33,94	53,9	55,4	25,18	24,59	22,51	23,44	45,08	43,07
	Интервал изменения, м	13-48,16	13-48,16	19,19-47,3	19,19-47,3	10,58-42	10,58-42	17,86-105,74	17,86-105,74	17-115,75	17-115,75	16-44	16-44	8-35,45	8-35,45	4-68	4-68
	Коэффициент вариации	0,235	0,237	0,213	0,224	0,22	0,24	0,64	0,73	0,43	0,39	0,27	0,29	0,32	0,32	0,245	0,237
Газонасыщенная	Средняя, м																
	Интервал изменения, м																
	Коэффициент вариации																
Нефтенасыщенная	Средняя, м	7,85	7,85	8,53	7,94	4,92	5,3	6,4	7,3	6,76	8,9	6,25	6,25	3,42	3,33	6,3	5,87
	Интервал изменения, м	6,9-8,8	6,9-8,8	6,5-12,3	3,5-12,3	2,1-8,1	2,1-8,1	1-16,3	1-16,3	1-13,4	1-22,2	3-8,9	3-8,9	1,8-6,5	1,8-6,5	1,8-8,9	1,8-8,9
	Коэффициент вариации	0,096	0,096	0,162	0,162	0,353	0,341	0,666	0,689	0,463	0,534	0,312	0,312	0,512	0,497	0,394	0,373
Водонасыщенная	Средняя, м	9,78	10,01	4,775	4,775		6	3,96	3,96	3,96	3,84	6,25	6,25	7,95	7,95	11,075	11,075
	Интервал изменения, м	2,8-15,9	2,8-15,9	1,1-12,4	1,1-12,4			1,6-8	1,6-8	1,6-8	1,6-8	3,6-8,9	3,6-8,9	3,2-14,9	3,2-14,9	3,2-19,1	3,2-19,1
	Коэффициент вариации	0,36	0,34	0,635	0,635			0,571	0,571	0,571	0,583	0,214	0,214	0,353	0,353	0,433	0,433
Эффективная	Средняя, м	10,275	10,24	7,08	7,01	4,92	6,1	5,79	5,11	6,93	9,4	6,25	6,25	5,68	4,97	7,54	6,34
	Интервал изменения, м	2,8-15,9	2,8-15,9	1,1-16,7	1,1-16,7	2,1-8,1	2,1-12,5	1-16,3	1-16,3	1-16,3	1-22,2	3-8,9	3-8,9	1,8-14,9	1,8-14,9	1,8-19,1	1,8-19,1
	Коэффициент вариации	0,358	0,344	0,671	0,68	0,353	0,298	0,735	0,727	0,653	0,742	0,349	0,349	0,704	0,699	0,607	0,598

Продолжение таблицы 2.2.4

Толщина	Наименование	Ю-V-A	Ю-V-B-1	Ю-V-B-2	Ю-V-B-3	Ю-V-B-4	Ю-V-B-1	Ю-V-B-2	Ю-V-B-3	Ю-V
		ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023
Общая	Средняя, м	18,61	30,27	24,03	16,44	22,72	22,98	24,32	22,85	106,48
	Интервал изменения, м	12,7-25,2	13-93,93	11,76-34,39	9,99-22,99	10-34,93	19,99-27,89	12-29,77	14-30,97	5-238,33
	Коэффициент вариации	0,187	0,712	0,324	0,247	0,338	0,127	0,159	0,221	0,55
Газонасыщенная	Средняя, м				3,2		1,2	8,6	5,6	18,6
	Интервал изменения, м									
	Коэффициент вариации						0	0	0	0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,65	10,65	8,35	3,8	3,36	3,23	4	4,8	9,5
	Интервал изменения, м	2,4-8,9	5,1-16,2	5,7-13	2,8-4,8	2,7-3,9	1,2-4,3	4-4	4,8-4,8	2,7-30,8
	Коэффициент вариации	0,259	0,222	0,179	0,2	0,148	0,245	0	0	0,815
Водонасыщенная	Средняя, м	8,76	9,76	1,1	11,15	6,46				19,68
	Интервал изменения, м	1,4-15,8	2,6-16,4	1,1-1,1	9-13,3	5,8-7,4				2,5-38,4
	Коэффициент вариации	0,402	0,368	0	0,102	0,125				0,444
Эффективная	Средняя, м	9,4	12,65	5,93	6,62	4,91	2,72	6,3	5,2	18,4
	Интервал изменения, м	1,4-15,8	2,6-16,4	1,1-11	2,8-13,3	2,7-7,4	1,2-4,3	4-8,6	4,8-5,6	2,7-52,2
	Коэффициент вариации	0,388	0,234	0,465	0,573	0,336	0,285	0,172	0,1	0,839



Продолжение таблицы 2.2.4

Толщина	Наименование	Ю-VI-A-1	Ю-VI-A-2	Ю-VI-B-1	Ю-VI-B-2	Ю-VI-B-3	Ю-VI-B-1	Ю-VI-B-2	Ю-VI-B-3	Ю-VI-Г	Ю-VI
		ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023
Общая	Средняя, м	18,25	16,18	28,28	35,98	46,28	27,29	25,46	12,82	18,48	151,9
	Интервал изменения, м	9,98-30,43	8,67-29	15,21-42,99	12,17-66,93	22-60,9	13,96-52,83	5,29-53,93	8,95-14,96	9,14-25	6-263,13
	Коэффициент вариации	0,372	0,355	0,32	0,45	0,204	0,327	0,45	0,123	0,264	0,508
Газонасы- щенная	Средняя, м	8,9		11,9			6,9				15,1
	Интервал изменения, м	7,5-10,3		5,4-15,3							5,4-25,3
	Коэффициент вариации	0,105		0,189			0				0,466
Нефтенасы- щенная	Средняя, м	7,54	9,1	7,65	12,46	5,9	6,5	1,5	2	8,3	16,02
	Интервал изменения, м	2,4-14,3		4,9-16,3	4,4-19,8	3,2-8,6					1,5-48,3
	Коэффициент вариации	0,499	0	0,494	0,312	0,214	0	0	0	0	0,856
Водонасы- щенная	Средняя, м	11,1	16,5	6	11,44	7,62	9,7	4,76		6,65	16,6
	Интервал изменения, м	10,8-11,4	13,5-19	5,5-6,5	1,9-21,7	2,7-16,6	9,7-9,7	2,5-8,3		3,7-9,6	2,7-47,4
	Коэффициент вариации	0,045	0,098	0,083	0,522	0,582	0	0,445		0,225	0,767
Эффектив- ная	Средняя, м	8,63	11,37	8,5	10,94	7,12	7,7	3,95	2	7,2	28,51
	Интервал изменения, м	2,4-14,3	3,9-19	4,9-16,3	1,9-21,7	2,7-16,6	6,5-9,7	1,5-8,3		3,7-9,6	6,2-54,3
	Коэффициент вариации	0,384	0,388	0,499	0,603	0,609	0,115	0,608	0	0,216	0,58

Продолжение таблицы 2.2.4

Толщина	Наименование	Ю-VII-A-1	Ю-VII-A-2	Ю-VII-B-1	Ю-VII-B-2	Ю-VII-B-3	Ю-VII-B-4	Ю-VII-B-1	Ю-VII-B-2	Ю-VII-B-3	Ю-VII
		ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023	ПР 2019/ДПР 2023
Общая	Средняя, м	25,5	13,33	29,17	38,87	25,23	36,58	29,97	26,68	47,02	159,45
	Интервал изменения, м	8,93-42	4,23-23,8	14,97-42,98	19,86-56,91	9,84-34,39	21,99-46,97	11,92-54,9	14,83-42,33	37,27-54,91	7-267,13
	Коэффициент вариации	0,299	0,389	0,289	0,269	0,309	0,2	0,39	0,352	0,13	0,415
Газонасы- щенная	Средняя, м			17,8	10,05	1,8		8,35	3,62		11,35
	Интервал изменения, м				1,9-14			7,3-9,4	2,2-5		2,2-17,8
	Коэффициент вариации			0	0,31	0		0,085	0,265		0,363
Нефтенасы- щенная	Средняя, м	5,9	13,2	6	6,3	2,2	2,9	1,9			8,87
	Интервал изменения, м	2-12,6		1,2-9,6							1,9-18,8
	Коэффициент вариации	0,428	0	0,323	0	0	0	0			0,615
Водонасы- щенная	Средняя, м	7,62		7,62	9,23	1,8			3,6		13,16
	Интервал изменения, м	3,4-12,4		1,4-19,3	4,9-16				1-6,2		1-27,6
	Коэффициент вариации	0,355		0,735	0,433	0			0,3		0,421
Эффектив- ная	Средняя, м	6,59	13,2	8,21	10,6	1,93	2,9	6,2	3,9		21,07
	Интервал изменения, м	2-12,6		1,2-19,3	1,9-19,8	1,8-2,2		1,9-9,4	1-6,2		2,9-39,4
	Коэффициент вариации	0,537	0	0,69	0,523	0,257	0	0,323	0,423		0,449

Таблица 2.2.5 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Наименование параметров		Ю-I		Ю-II		Ю-III-1		Ю-III-2		Ю-IV-A-1		Ю-IV-A-2		Ю-V-A	Ю-V-B-1
		ПР_2019	ДПР_2023	ПР_2019	ДПР_2023	ПР_2019	ДПР_2023	ПР_2019	ДПР_2023	ПР_2019	ДПР_2023	ПР_2019	ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023
коэффициент песчанистости	Среднее значение	0,39	0,37	0,22	0,27	0,22	0,31	0,18	0,27	0,22	0,22	0,26	0,23	0,41	0,47
	Интервал изменения	0,15-0,79	0,15-0,79	0,04-0,45	0,04-0,45	0,06-0,36	0,06-0,46	0,03-0,45	0,03-0,45	0,09-0,44	0,09-0,44	0,08-0,68	0,08-0,68	0,09-0,63	0,14-0,64
	Коэффициент вариации	0,422	0,433	0,692	0,698	0,465	0,484	0,859	0,874	0,565	0,565	0,928	0,973	0,585	0,404
коэффициент расчлененности	Среднее значение	3,42	3,76	3,5	3,4	3,5	4,1	3,5	3,5	2	2	2	2,5	3,5	2,75
	Интервал изменения	2-7	2-7	1-9	1-9	1-7	1-8	1-8	1-8	1-4	1-4	1-4	1-4	2-5	1-4
	Коэффициент вариации	0,485	0,491	0,654	0,667	0,576	0,531	0,654	0,654	0,582	0,582	0,661	0,688	0,399	0,472

Продолжение таблицы 2.2.5

Наименование параметров		Ю-V-B-2	Ю-V-B-3	Ю-V-B-4	Ю-V-B-1	Ю-V-B-2	Ю-V-B-3	Ю-VI-A-1	Ю-VI-B-1
		ПР_2019 и ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023	ПР_2019 и ДПР_2023
коэффициент песчанистости	Среднее значение	0,29	0,45	0,35	0,11	0,22	0,26	0,51	0,32
	Интервал изменения	0,08-0,46	0,1-0,8	0,09-0,58	0,05-0,18	0,15-0,30	0,18-0,34	0,24-0,81	0,12-0,66
	Коэффициент вариации	0,5	0,579	0,547	0,5	0,4	0,4	0,416	0,507
коэффициент расчлененности	Среднее значение	2,3	2,2	1,2	2,25	4,5	5	3,3	3,4
	Интервал изменения	1-3	1-3	1-2	1-4	2-7	4-6	1-9	1-7
	Коэффициент вариации	0,404	0,340	0,333	0,484	0,555	0,2	0,693	0,483
горизонт/пласт		Ю-VI-B-2	Ю-VI-B-3	Ю-VI-B-1	Ю-VI-B-2	Ю-VI-B-3	Ю-VI-Г	Ю-VII-A-1	Ю-VII-B-1
коэффициент песчанистости	Среднее значение	0,35	0,15	0,25	0,13	0,13	0,52	0,29	0,25
	Интервал изменения	0,07-0,78	0,05-0,33	0,13-0,40	0,05-0,30		0,16-0,90	0,07-0,089	0,03-0,58
	Коэффициент вариации	0,715	0,712	0,440	0,816		0,593	0,860	0,754
коэффициент расчлененности	Среднее значение	3,3	3,1	1,6	1,25	1	1,3	1,9	3
	Интервал изменения	1-11	1-7	1-3	1-2		1-2	1-4	1-6
	Коэффициент вариации	0,871	0,574	0,565	0,346		0,353	0,597	0,755
горизонт/пласт		Ю-VII-B-2	Ю-VII-B-3	Ю-VII-B-4	Ю-VII-B-1	Ю-VII-B-2			
коэффициент песчанистости	Среднее значение	0,25	0,11	0,06	0,29	0,18			
	Интервал изменения	0,05-0,54	0,07-0,16		0,06-0,47	0,03-0,31			
	Коэффициент вариации	0,604	0,565		0,599	0,571			
коэффициент расчлененности	Среднее значение	3,5	1,3	2	3,25	2			
	Интервал изменения	1-8	1-2		2-5	1-3			
	Коэффициент вариации	0,649	0,353		0,399	0,353			

Таблица 2.2.6 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, доли. ед. (газ/нефть)	Газонефтенасыщенность, доли ед. (газ/нефть)
1	2	3	4	5
<b>Ю-I</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	6	6	-
	Среднее значение	0,0098	0,24	-
	Интервал изменения	0,0017-0,0254	0,19-0,27	-
	Коэффициент вариации	1,07	0,11	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-/2	-/2
	Количество определений	-	-/4	-/3
	Среднее значение	-	-/0,19	-/0,41
	Интервал изменения	-	-/0,17-0,23	-/0,40-0,43
	Коэффициент вариации	-	-/0,12	-/0,04
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определений	2	-	-
	Среднее значение	0,258	-	-
	Интервал изменения	0,016-0,5	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
<b>Ю-II</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-/4	-/2
	Количество определений	-	-/13	-/4
	Среднее значение	-	-/0,16	-/0,43
	Интервал изменения	-	-/0,14-0,19	-/0,41-0,44
	Коэффициент вариации	-	-/0,10	-/0,02
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
<b>Ю-III</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	2	2	-
	Среднее значение	0,00134	0,13	-
	Интервал изменения	0,00103-0,00165	0,12-0,14	-
	Коэффициент вариации	0,2	0,01	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-/13	-/12
	Количество определений	-	-/72	-/38
	Среднее значение	-	-/0,13	-/0,47
	Интервал изменения	-	-/0,10-0,18	-/0,40-0,61
	Коэффициент вариации	-	-/0,12	-/0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	6	-	-
	Количество определений	6	-	-
	Среднее значение	0,525	-	-
	Интервал изменения	0,0004-1,34	-	-
	Коэффициент вариации	1,54	-	-

Продолжение таблицы 2.2.6

1	2	3	4	5
<b>Ю-IV</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-/9	-/9
	Количество определений	-	-/38	-/37
	Среднее значение	-	-/0,14	-/0,75
	Интервал изменения	-	-/0,10-0,19	-/0,58-0,83
	Коэффициент вариации	-	-/0,21	-/0,19
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	3	-	-
	Среднее значение	0,103	-	-
	Интервал изменения	0,015-0,148	-	-
	Коэффициент вариации	1,13	-	-
<b>Ю-V</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	1/8	1/8
	Количество определений	-	16/33	16/33
	Среднее значение	-	0,12/0,13	0,81/0,66
	Интервал изменения	-	0,10-0,20/ 0,10-0,22	0,76-0,86/ 0,42-0,87
	Коэффициент вариации	-	0,23/0,24	0,03/0,20
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	3	-	-
	Количество определений	11	-	-
	Среднее значение	0,337	-	-
	Интервал изменения	0,001-1,99	-	-
	Коэффициент вариации	2,27	-	-
<b>Ю-VI</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	14	14	-
	Среднее значение	0,0045	0,18	-
	Интервал изменения	0,00136-0,0099	0,11-0,21	-
	Коэффициент вариации	0,64	0,16	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	4/10	4/10
	Количество определений	-	28/65	28/65
	Среднее значение	-	0,12/0,12	0,57/0,77
	Интервал изменения	-	0,10-0,17/ 0,10-0,19	0,42-0,74/ 0,56-0,89
	Коэффициент вариации	-	0,14/0,17	0,15/0,09
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определений	4	-	-
	Среднее значение	0,132	-	-
	Интервал изменения	0,013-0,254	-	-
	Коэффициент вариации	1,23	-	-
<b>Ю-VII</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.6

1	2	3	4	5
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	8/8	8/8
	Количество определений	-	35/33	35/33
	Среднее значение	-	0,14/0,13	0,75/0,73
	Интервал изменения	-	0,10-0,22/ 0,10-0,18	0,53-0,86/ 0,47-0,88
	Коэффициент вариации	-	0,25/0,16	0,09/0,14
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	6	-	-
	Количество определений	8	-	-
	Среднее значение	0,017	-	-
	Интервал изменения	0,0004-0,126	-	-
	Коэффициент вариации	2,67	-	-

**Горизонт Ю-I** по описанию шлама, сложен чередованием сланцев, алевролитов и аргиллитов. Коллектор по описанию керна из скважины ЮЗС-60 представлен мелкозернистым алевролитом серого цвета, хорошо отсортированным, с глинистым цементом, неслоистым, с неровным изломом, полимиктовым. Пористость по 6 кондиционным образцам изменяется от 0,19 до 0,27 д.ед, в среднем 0,24 доли ед, проницаемость – от 1,7 до 25,4  $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$ , в среднем  $9,810^{-3} \cdot \text{мкм}^2$ .

Пористость по материалам ГИС 4 нефтяных пластов в 2 скважинах изменяется от 0,17 до 0,23 доли ед, в среднем 0,19 доли ед, нефтенасыщенность по 3 пластам изменяется от 0,40 до 0,43 доли ед, в среднем 0,41 доли ед.

**Горизонты Ю-II** сложены преимущественно аргиллитами с подчинёнными по толщине алевролитами, песчаниками и маломощными прослоями углей.

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

Аргиллиты серые, зелёно-серые, мягкие, частично алевролитистые.

Анализами керна горизонт не освещен.

Пористость по ГИС 13 нефтяных пластов в 4 скважинах изменяется от 0,14 до 0,19 доли ед, в среднем 0,16 доли ед. Нефтенасыщенность по 4 пластам изменяется от 0,41 до 0,44 доли ед, в среднем 0,43 доли ед. За счет бурения новой скважины №103 количество определений пористости увеличено на 2 единицы, однако среднее значение и диапазон изменения Кп находится на прежнем уровне.

**Горизонт Ю-III** сложен преимущественно аргиллитами с подчинёнными по толщине алевролитами, песчаниками и маломощными прослоями углей.

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

За счет анализов на керне из новой скважины 103 количество определений Кп и Кпр увеличилось на 1 образец, увеличив среднее значение Кп на 0,01 доли ед. и уменьшив среднее значение Кпр на  $0,31 \cdot 10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$ . Пористость 2 кондиционных образцов в среднем - 0,13 доли ед. (интервал изменения 0,12-0,14 доли ед.), проницаемость –  $1,34 \cdot 10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$  (интервал изменения  $1,03-1,65 \cdot 10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$ ).

По данным ГИС, после бурения новой скважины 103, количество определений пористости нефтяных пластов увеличилось с 56 определений до 72, значение Кп в 13 скважинах изменяется от 0,10 до 0,18 доли ед, в среднем составляя 0,13 доли ед (среднее Кп без изменения). Нефтенасыщенность по 38 пластам (ранее 33 пласта) изменяется от 0,40 до 0,61 доли ед, в среднем 0,47 доли ед (что на 0,01 доли ед. меньше прежнего значения Кн).

**Горизонт Ю-IV** выделен в карагансайской свите среднеюрских отложений. Литологически представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и горючими сланцами. Характерным для этой части разреза является обилие угольных пластов. Иногда встречается ритмичное чередование тонких углистых и аргиллитовых пропластков. Углефицированные пласты в кровельной части свиты хорошо выдержаны по площади месторождения и являются реперами, что отражено на схемах корреляции.

Песчаники по описанию керна от серого до темно-серого цвета, от мелкозернистых до крупнозернистых, среднеконсолидированные, преимущественно кварцевые и полевошпатовые, Цемент – глинистый. серые, зелёно-серые, мягкие, частично алевролитистые.

За счет трех нефтенасыщенных пластов, выявленных в новой скважине №103, пористость коллекторов горизонта охарактеризована 38 определениями в 9 скважинах и изменяется от 0,10 до 0,19 доли ед, в среднем 0,14 доли ед. Нефтенасыщенность по 37 пластам изменяется от 0,58 до 0,83 доли ед, в среднем 0,75 доли ед. Показатели аналогичны утвержденным ранее.

**Горизонт Ю-V** приурочен к дощанской свите, приуроченной к подошве среднеюрской и кровле нижнеюрских отложений. Литологически горизонт представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и иногда гравием, с многочисленным содержанием пластов угля.

Песчаники серые, от мелкозернистых до среднезернистых, сортировка хорошая, от неокатанных до окатанных, преимущественно кварцевые, на глинистом и кальцинированном цементе, частично содержат гравий.

Алевролиты серые, на глинистом цементе, сцементированность плотная, сортированность средняя, слоистые, частично содержат угли.

Аргиллиты тёмно-серые, серо-белые, твердые, пластичность слабая, частично алевроитовые, структура блочная, легко дробные, частично содержат угли. Угли чёрные.

Из 23 проанализированных образцов кондиционных образцов нет.

Новая скважина ЮЗС-103 данный горизонт не вскрыла, показатели аналогичны утвержденным ранее.

Пористость по 16 газовым пластам в одном скважине по ГИС изменяется от 0,10 до 0,20 доли ед, в среднем 0,12 доли ед. Газонасыщенность по 16 пластам изменяется от 0,76 до 0,86 доли ед, в среднем 0,81 доли ед.

Пористость по 33 нефтяным пластам в 8 скважинах по ГИС изменяется от 0,10 до 0,22 доли ед, в среднем 0,13 доли ед. Нефтенасыщенность по 33 пластам изменяется от 0,42 до 0,87 доли ед, в среднем 0,66.ед.

**Горизонт Ю-VI** приурочен к айбалинской свите. По описанию керна, шлама и ГИС горизонт сложен аргиллитами с подчинёнными по толщине пластами песчаников и алевролитов и многочисленными прослоями каменного угля. По описанию шлама песчаники серые, средне- и мелкозернистые, сортировка плохая, зёрна от окатанных до неокатанных, сцементированность средняя и плотная, пористость средняя и низкая, на глинистом, частично кальцинированном цементе. Местами содержат гравий и прослойки каменных углей. Алевролиты серые, более плотные, песчанистые, на глинистом цементе.

Аргиллиты от серых до тёмно-серых, почти чёрные, суб-обломочные, частично песчанистые и алевроитистые, часто содержат угли.

Каменные угли чёрные, суб-блочные, среднетвёрдые, ломкие, местами горючие, чадный запах, песчанистые.

Новая скважина №ЮЗС-103 данный горизонт не вскрыла, показатели аналогичны утвержденным ранее.

Пористость по 14 кондиционным образцам изменяется от 0,11 до 0,21 доли ед, в среднем 0,16 доли ед., проницаемость – от 1,36 до 9,9  $10^{-3}$  \* мкм<sup>2</sup>, в среднем 4,5  $10^{-3}$  \* мкм<sup>2</sup>.

Пористость по 28 газовым пластам в 4 скважинах по ГИС изменяется от 0,10 до 0,17 доли ед, в среднем 0,12 доли ед, Коэффициент вариации 0,14. Газонасыщенность по 28 пластам изменяется от 0,42 до 0,74 доли ед, в среднем 0,57 доли ед. Коэффициент вариации 0,15.

Пористость по 65 нефтяным пластам в 10 скважинах изменяется от 0,10 до 0,19 доли ед, в среднем 0,12 доли ед. Коэффициент вариации 0,17. Нефтенасыщенность по 65 пластам изменяется от 0,56 до 0,89 доли ед, в среднем 0,77.ед. Коэффициент вариации 0,09.

**Горизонт Ю-VII** приурочен к сазымбайской свите. По описанию шлама и ГИС имеет характеристику близкую горизонту Ю-VI.

Анализами керна горизонт не освещен.

Новая скважина №ЮЗС-103 данный горизонт не вскрыла, показатели аналогичны утвержденным ранее.

Пористость по ГИС 35 газовых пластов в 8 скважинах изменяется от 0,10 до 0,22 доли ед, в среднем 0,14 доли ед. Газонасыщенность по 28 пластам изменяется от 0,42 до 0,74 доли ед, в среднем 0,57 доли ед.

Пористость 35 нефтяных пластов в 10 скважинах по ГИС изменяется от 0,10 до 0,18 доли ед, в среднем 0,13 доли ед. Нефтенасыщенность по 33 пластам изменяется от 0,47 до 0,88 доли ед, в среднем 0,73.ед.

В таблице 2.2.7 приведены ряды распределения проницаемости, определённой по керну.

**Таблица 2.2.7 – Ряды распределения проницаемости по горизонтам**

Горизонт	По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Число случаев
Ю-I	1-10	4
	10-100	2
	<b>Всего</b>	<b>6</b>
Ю-III	1-10	2
	<b>Всего</b>	<b>2</b>
Ю-VI	1-10	14
	<b>Всего</b>	<b>14</b>



### 2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб нефти проводились в лабораториях АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «Везерфорд-КЭР». Исследования нефти проводились в соответствии с существующими ГОСТами.

На дату составления настоящего проекта состав и свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 29 проб из 17 скважин, из которых 4 новые пробы отобраны из 3 скважин ЮЗС-101, ЮЗС-102 и ЮЗС-103. Нефть в пластовых условиях изучена по 16 пробам из 10 скважин, из которых 1 новая проба отобрана из скважины ЮЗС-6. Средние значения физико-химических свойств нефти в поверхностных и пластовых условиях по горизонтам и диапазоны изменения с учетом новых проб приведены в таблице 2.3.1-2.3.2.

Компонентный состав газа однократного разгазирования определялся на хроматографе марки Agilent 7890A. Результаты анализов газа приведены в таблице 2.3.3.

Сравнение физико-химических свойств и фракционного состава поверхностных проб конденсата представлено в таблице 2.3.4.

Физические свойства и химический состав пластовых вод исследованы по результатам отобранных проб из скважин, и сравнительно представлены в таблице 2.3.5.

#### 2.3.1 Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Всего на месторождении физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 29 проб из 17 скважин.

Горизонт Ю-I охарактеризован одной пробой скв.ЮЗС-60. Плотность нефти составляет  $0,8217 \text{ г/см}^3$ . Нефть горизонта малосмолистая, с содержанием асфальто-смолистых веществ – 15,6% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым, величина концентрации серы в нефти составляет 0,14 % масс. По содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым. Величина концентрации парафина в нефти составляет 10,7% масс. Величина динамической вязкости нефти при  $30^\circ\text{C}$  в среднем равна 6,59 мПа\*с, при  $50^\circ\text{C}$  – 2,55 мПа\*с.

Горизонт Ю-II исследован одной пробой из скв.ЮЗС-102, проба отобрана после ПР\_2019г. Плотность нефти составляет  $0,8209 \text{ г/см}^3$ . Нефть горизонта малосмолистая, с содержанием асфальто-смолистых веществ – 21,75% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым, величина концентрации серы в нефти составляет 0,148 % масс. По содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым. Величина концентрации парафина в нефти составляет 12,06% масс. Величина динамической вязкости нефти при  $30^\circ\text{C}$  равна 6,68 мПа\*с, при  $50^\circ\text{C}$  – 3,89 мПа\*с.

Горизонт Ю-III охарактеризован двумя пробами из скв. ЮЗС-60 и ЮЗС-101 по залежи Ю-III-1, и одной пробой из скв. ЮЗС-32 по залежи Ю-III-2. Проба из скв. ЮЗС-101 отобранная после ПР\_2019 по параметрам не отличается от остальных двух проб. Для горизонта принимаются усредненные параметры по пробам. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,827 до 0,834 в среднем составляя 0,830 г/см<sup>3</sup>, классифицируется как легкая и относится к 1 типу. Содержание асфальто-смолистых веществ в среднем составляет 8,45% масс. Величина концентрации серы в нефти изменяется от 0,156 до 0,178% масс, в среднем по горизонту составляет 0,166% масс, нефть является малосернистой. Величина концентрации парафина в нефти изменяется от 8,36 до 14,73% масс, в среднем составляя 12,56% масс. Температура застывания нефти изменяется от 4 до 19°С, вспышки – ниже 0°С. Величина динамической вязкости нефти при 50°С варьирует от 3,9 до 5,07 мПа\*с.

Горизонт Ю-IV. Охарактеризован двумя пробами из скважин ЮЗС-4 и ЮЗС-102 по залежи Ю-IV-А-1 и двумя пробами по залежи Ю-IV-А-2 из скв. ЮЗС-60 и ЮЗС-103.

После ПР\_2019г добавлены две пробы со скв.ЮЗС-102 и скв.ЮЗС-103.

Проба со скв.ЮЗС-102 характеризуется близкими значениями с пробой скв. ЮЗС-4 и имеет допустимые расхождения.

Проба из скв. ЮЗС-103 по параметрам плотности легче 0,8187 г/см<sup>3</sup>, что можно связать с меньшим количеством (4,31% масс) асфальто-смола в составе нефти. Для горизонта в целом принимаются усредненные параметры нефти. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,819 до 0,832 в среднем составляя 0,827 г/см<sup>3</sup>, классифицируется как легкая и относится к 1 типу. Содержание асфальто-смолистых веществ в среднем составляет 9,89% масс. Величина концентрации серы в нефти изменяется от 0,11 до 0,15% масс, в среднем по горизонту составляет 0,14% масс, нефть является малосернистой. Величина концентрации парафина в нефти изменяется от 12,26 до 16% масс, в среднем составляя 14,17% масс. Температура застывания нефти изменяется от 9 до 27°С, вспышки – ниже -2 °С. Величина динамической вязкости нефти при 50°С варьирует от 2,61 до 4,8 мПа\*с.

Горизонт Ю-V охарактеризован двумя поверхностными пробами из скважин ЮЗС-30 и ЮЗС-33 по залежам Ю-V-Б-3 и Ю-V-Б-4 соответственно. Замеренная плотность скважины ЮЗС-30 резко отличаются высокой плотностью (0,843 г/см<sup>3</sup>) от имеющихся остальных замеренных как пластовых, так и поверхностных дегазированных проб, в связи с чем отбраковывается. Плотность нефти – 0,83 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость при 30°С – 10,3 мПа\*с. Содержание парафина 18,84%масс. содержание асфальто-смолистых веществ – 9,13, серы – 0,135%, сероводород отсутствует.

Горизонт Ю-VI исследован по залежам Ю-VI-A-1, Ю-VI-B-0, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю-VI-B-1, Ю-VI-Г. Всего отобрано и проанализировано 9 проб скв. ЮЗС-1, ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-5, ЮЗС-6, ЮЗС-11 и ЮЗС-15. Наиболее охарактеризованными являются пласты Ю-VI-B-1 и Ю-VI-B-2 три и две соответственно, остальные залежи по одной пробе. Свойства нефти залежей близки по значениям, за исключением пробы скважины ЮЗС-2 (Ю-VI-Г), резко отличающейся высокой плотностью ( $0,8520 \text{ г/см}^3$ ) от остальных проб как по залежам, так и по горизонту Ю-VI в целом. По этой причине данная проба была отбракована. Параметры флюидов двух проб из скважин ЮЗС-5 и ЮЗС-11 отнесены к конденсатам в связи с малой плотностью ( $0,746 \text{ г/см}^3$  и  $0,722 \text{ г/см}^3$  соответственно) нефти. В среднем, по залежам плотность дегазированной нефти колеблется от  $0,806$  до  $0,817 \text{ г/см}^3$ , динамическая вязкость при  $30^\circ\text{C}$  – от  $2,02 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  до  $4,71 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Содержание парафинов составило  $2,8 - 10,42\%$ , содержание асфальто-смолистых веществ от  $2,76$  до  $7,7\%$ , серы –  $0,08 - 0,1\%$ , сероводород отсутствует.

Горизонт Ю-VII исследован пробами залежей: Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2, Ю-VII-B-1 и Ю-VII-B-2. Всего отобрано и проанализировано 8 проб из скважин ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-10, ЮЗС-60 и ЮЗС-31. Свойства флюидов пластов Ю-VII-B-1 и Ю-VII-B-2 схожи по параметрам и представляют летучую нефть, за исключением пробы ЮЗС-6 (интервала 3599-3601, 3674-3683), отобранной из совместного горизонта Ю-VII-B-1/2. В отличие от проб скважин ЮЗС-3 и ЮЗС-4 значение плотности пробы ЮЗС-6 составляет  $0,773 \text{ г/см}^3$ , являясь более легкой, отнесена к конденсатам, схожие значения плотности получены по скважине ЮЗС-10 пласта Ю-VII-B-2, которые также отнесены к конденсатам. Образец из скв. ЮЗС-31, пласта Ю-VII-B-2 является нестабильным газовым конденсатом.

В среднем, значения параметров дегазированной нефти по трем пробам залежей Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2 и по одной пробе пласта Ю-VII-B-1 по плотности варьируются от  $0,791$  до  $0,83 \text{ г/см}^3$ , динамическая вязкость при  $30^\circ\text{C}$  –  $5,18 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Содержание парафинов составило –  $9,5\%$ , содержание асфальто-смолистых веществ  $8,2\%$ , серы –  $0,09\%$ , сероводород отсутствует.

В целом по месторождению по значениям параметров, поверхностная нефть всех горизонтов является лёгкой, малосернистой, относится к первому классу, первому типу и первому виду. По содержанию парафинов – высокопарафинистая.

Таблица 2.3.1 - Сравнение физико-химических характеристик нефти в поверхностных условиях

Наименование	Количество исследованных						Диапазон изменения параметров		Среднее значение		
	скважин			проб							
	ПР-2019г	ДПР-2023г	изменение	ПР-2019г	ДПР-2023г	изменение	ПР-2019г	ДПР-2023г	ПР-2019г	ДПР-2023г	изменение
Ю-I											
Плотность при 20 °С, кг/м³	1	1	0	1	1	0	0,822	0,8217	0,822	0,8217	0
Вязкость динамическая, мПа*с											
при 30 °С	1	1	0	1	1	0	6,59	6,59	6,59	6,59	0
при 50 °С	1	1	0	1	1	0	2,55	2,55	2,55	2,55	0
Температура застывания, °С	1	1	0	1	1	0	21	21	21	21	0
Температура плавления парафина, °С	1	1	0	1	1	0	54,9	54,9	54,9	54,9	0
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	1	1	0	1	1	0	-9	-9	-9	-9	0
Парафин, % масс.	1	1	0	1	1	0	10,7	10,7	10,7	10,7	0
Сера общая, % масс.	1	1	0	1	1	0	0,14	0,14	0,14	0,14	0
Асфальто-смолистых веществ, % масс.	1	1	0	1	1	0	15,6	15,6	15,6	15,6	0
Температура начала кипения, °С	1	1	0	1	1	0	49	49	49	49	0
Выход фракций, % об.											
до 200 °С	1	1	0	1	1	0	22	22	22	22	0
до 300 °С	1	1	0	1	1	0	41	41	41	41	0
Ю-II											
Плотность при 20 °С, кг/м³	1	1	0	1	1	0	0,8209	0,8209	0,8209	0,8209	0
Вязкость динамическая, мПа*с											
при 30 °С	1	1	0	1	1	0	6,68	6,68	6,68	6,68	0
при 50 °С	1	1	0	1	1	0	3,89	3,89	3,89	3,89	0
Температура застывания, °С	1	1	0	1	1	0	9	9	9	9	0
Температура плавления парафина, °С	1	1	0	1	1	0	53	53	53	53	0
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Парафин, % масс.	1	1	0	1	1	0	12,06	12,06	12,06	12,06	0
Сера общая, % масс.	1	1	0	1	1	0	0,148	0,148	0,148	0,148	0
Асфальто-смолистых веществ, % масс.	1	1	0	1	1	0	21,75	21,75	21,75	21,75	0
Температура начала кипения, °С	1	1	0	1	1	0	48	48	48	48	0
Выход фракций, % об.											
до 200 °С	1	1	0	1	1	0	24	24	24	24	0
до 300 °С	1	1	0	1	1	0	45	45	45	45	0
Ю-III (пласты 1, 2)											
Плотность при 20 °С, кг/м³	2	3	1	2	3	1	0,827-0,834	0,827-0,834	0,83	0,83	0,00
Вязкость динамическая, мПа*с											
при 30 °С	2	3	1	2	3	1	6,06-10,57	6,06-10,57	8,32	7,91	-0,41
при 50 °С	2	3	1	2	3	1	3,9-5,07	3,9-5,07	4,48	4,42	-0,06
Температура застывания, °С	2	3	1	2	3	1	15-19	4-19	17	12,7	-4
Температура плавления парафина, °С	2	3	1	2	3	1	51-58	51-66	54,5	58,3	3,8
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	2	3	1	2	3	1	0	ниже 0	0	0	0
Парафин, % масс.	2	3	1	2	3	1	14,6-14,73	8,36-14,73	14,7	12,56	-2,1
Сера общая, % масс.	2	3	1	2	3	1	0,16-0,18	0,156-0,178	0,17	0,166	0,00
Асфальто-смолистых веществ, % масс.	2	3	1	2	3	1	6,4-10,08	6,4-10,08	8,24	8,45	0,2
Температура начала кипения, °С	2	3	1	2	3	1	48-50	48-62	49	53,3	4
Выход фракций, % об.											
до 200 °С	2	3	1	2	3	1	23	19-23	23	21,67	-1,3
до 300 °С	2	3	1	2	3	1	41-48	38-48	45	42,33	-3
Ю-IV (пласты А-I, 2)											
Плотность при 20 °С, кг/м³	2	4	2	2	4	2	0,830-0,832	0,819-0,832	0,831	0,827	0,00
Вязкость динамическая, мПа*с											
при 30 °С	2	4	2	2	4	2	11,63-12,6	5,93-12,79	12,12	10,74	-1,38
при 50 °С	2	4	2	2	4	2	4,64-4,78	2,61-4,8	4,71	3,96	-0,76
Температура застывания, °С	2	4	2	2	4	2	24-27	9-27	26	18	-8
Температура плавления парафина, °С	2	4		2	4		56,7-57	51-64	56,9	57,18	0,28
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	2	4		2	4		0-13	0-13	-2	-2	0
Парафин, % масс.	2	4	2	2	4	2	15,1-16	12,26-16	15,6	14,17	-1,4
Сера общая, % масс.	2	4	2	2	4	2	0,14-0,15	0,11-0,15	0,15	0,14	-0,01
Асфальто-смолистых веществ, % масс.	2	4	2	2	4	2	9,8-12,7	4,31-12,73	11,3	9,89	-1,4
Температура начала кипения, °С	2	4	2	2	4	2	50-112	47-112	81	67,75	-13
Выход фракций, % об.											
до 200 °С	2	4	2	2	4	2	16,5-25	16,5-26	20,8	13,38	2,6
до 300 °С	2	4	2	2	4	2	44	44-45,5	44,0	44,63	1

Наименование	Количество исследованных						Диапазон изменения параметров		Среднее значение		
	скважин			проб							
	ПР-2019г	ДПР-2023г	изменение	ПР-2019г	ДПР-2023г	изменение	ПР-2019г	ДПР-2023г	ПР-2019г	ДПР-2023г	изменение
Ю-V (пласты Б-3, 4)											
Плотность при 20 °С, кг/м³	1	1	0	1	1	0	0,829	0,83	0,829	0,83	0
Вязкость динамическая, мПа*с											
при 30 °С	1	1	0	1	1	0	10,28	10,3	10,28	10,3	0
при 50 °С	1	1	0	1	1	0	5,09	5,1	5,09	5,1	0
Температура застывания, °С	1	1	0	1	1	0	19	19	19	19	0
Температура плавления парафина, °С	1	1	0	1	1	0	54	54	54	54	0
0Температура вспышки в закрытом тигле, °С	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Парафин, % масс.	1	1	0	1	1	0	17,1	18,84	17,1	18,84	0
Сера общая, % масс.	1	1	0	1	1	0	0,12	0,135	0,12	0,135	0
Асфальто-смолистых веществ, % масс.	1	1	0	1	1	0	7,9	9,13	7,9	9,13	0
Температура начала кипения, °С	1	1	0	1	1	0	73	73	73	73	0
Выход фракций, % об.											
до 200 °С	1	1	0	1	1	0	13	13	13	13	0
до 300 °С	1	1	0	1	1	0	31	31	31	31	0
Ю-VI (пласты А-1, Б-1, Б-2)											
Плотность при 20 °С, кг/м³	6	6	0	6	6	0	0,806-0,817	0.806-0.817	0,812	0,812	0
Вязкость динамическая, мПа*с											
при 30 °С	4	4	0	4	4	0	2.02-4.71	2.02-4.71	3,51	3,51	0
при 50 °С	6	6	0	6	6	0	1.35-2.87	1.35-2.87	2,17	2,17	0
Температура застывания, °С	6	6	0	6	6	0	3-15	3-15	9	9	0
Температура плавления парафина, °С	6	6	0	6	6	0	52.1-59.9	52.1-59.9	57,3	57,3	0
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	5	5	0	5	5	0	0-6	0-6	-2,3	-2,3	0
Парафин, % масс.	6	6	0	6	6	0	2.8-10.42	2.8-10.42	7,52	7,52	0
Сера общая, % масс.	6	6	0	6	6	0	0.08-0.1	0.08-0.1	0,07	0,07	0
Асфальто-смолистых веществ, % масс.	6	6	0	6	6	0	2.76-7.7	2.76-7.7	5	5	0
Температура начала кипения, °С	6	6	0	6	6	0	37-99.5	37-99.5	67	67	0
Выход фракций, % об.											
до 200 °С	6	6	0	6	6	0	20.5-38	20.5-38	30,92	30,92	0
до 300 °С	6	6	0	6	6	0	54-74	54-74	59,92	59,92	0
Ю-VII (пласты Б-1, Б-2)											
Плотность при 20 °С, кг/м³	3	3	0	3	3	0	0,791-0,83	0,791-0,83	0,805	0,805	0
Вязкость динамическая, мПа*с											
при 30 °С	1	1	0	1	1	0	2,45	2,45	2,45	2,45	0
при 50 °С	1	1	0	1	1	0	1,62	1,62	1,62	1,62	0
Температура застывания, °С	1	1	0	1	1	0	9	9	9	9	0
Температура плавления парафина, °С	1	1	0	1	1	0	72,9	72,9	72,9	72,9	0
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	1	1	0	1	1	0	-20	-20	-20	-20	0
Парафин, % масс.	1	1	0	1	1	0	4,9	4,9	4,9	4,9	0
Сера общая, % масс.	1	1	0	1	1	0	0,06	0,06	0,06	0,06	0
Асфальто-смолистых веществ, % масс.	1	1	0	1	1	0	7,2	7,2	7,2	7,2	0
Температура начала кипения, °С	1	1	0	1	1	0	80	80	80	80	0
Выход фракций, % об.											
до 200 °С	1	1	0	1	1	0	34	34	34	34	0
до 300 °С	1	1	0	1	1	0	64,5	64,5	64,5	64,5	0
Ю-VII (пласт Б-1)											
Плотность при 20 °С, кг/м³	1	1	0	1	1	0	0,830	0,830	0,830	0,830	0
Вязкость динамическая, мПа*с											
при 30 °С	1	1	0	1	1	0	7,90	7,90	7,90	7,90	0
при 50 °С	1	1	0	1	1	0	4,03	4,03	4,03	4,03	0
Температура застывания, °С	1	1	0	1	1	0	24,00	24,00	24,00	24,00	0
Температура плавления парафина, °С	1	1	0	1	1	0	54,3	54,3	54,3	54,3	0
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	1	1	0	1	1	0	-4	-4	-4	-4	0
Парафин, % масс.	1	1	0	1	1	0	14,1	14,1	14,1	14,1	0
Сера общая, % масс.	1	1	0	1	1	0	0,11	0,11	0,11	0,11	0
Асфальто-смолистых веществ, % масс.	1	1	0	1	1	0	9,2	9,2	9,2	9,2	0
Температура начала кипения, °С	1	1	0	1	1	0	59	59	59	59	0
Выход фракций, % об.											
до 200 °С	1	1	0	1	1	0	20	20	20	20	0
до 300 °С	1	1	0	1	1	0	38	38	38	38	0

### 2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях

Проанализированы пробы скважин: ЮЗС-1, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-10, ЮЗС-14, ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-34 и ЮЗС-60. По этим пробам охарактеризованы залежи Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI и Ю-VII.

Четкой закономерности изменения свойств пластовой нефти с глубиной залегания или по площади месторождения по имеющимся данным не выявляется. По имеющимся результатам исследований залежи Ю-I, Ю-III, Ю-IV-A-1, Ю-IV-A-2 отличаются недонасыщенностью нефти газом, а нефти залежей Ю-VI-B-1, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2 практически предельно насыщены газом.

Горизонт Ю-I. Охарактеризован только одной пробой из скв. ЮЗС-60. Здесь следует отметить, что параметры нефти были определены только по одной пробе, которая вызывает некоторые сомнения в достоверности. Проба содержала фильтрат буровой грязи и рассол, возможно была потеря газа в процессе отбора проб нефти в скважине, о чем свидетельствует небольшое газосодержание  $29 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , и значение объемного коэффициента. Параметры пластовой нефти приняты по аналогии с горизонтом Ю-III.

Горизонт Ю-III. По данному горизонту было проведено 3 исследований с отбором параллельных проб по скважинам ЮЗС-30, 34 и 60. Из пласта Ю-III-1 отобрана глубинная проба из скважины ЮЗС-60. Из пласта Ю-III-2 отобраны пробы из скважин ЮЗС-34 и ЮЗС-30. По результатам исследования, в пробах замерены отличающиеся параметры нефти между собой. В пробе скважины ЮЗС-34 замерены низкие величины газосодержания и связанного с ним давления насыщения, по сравнению с данными скважин ЮЗС-30 и ЮЗС-60. В связи с этим, образцы пластовой нефти по скв. ЮЗС-34 отбракованы. Допустимые расхождения между параметрами проб из скв. ЮЗС-30 и ЮЗС-60 указывают на качество отобранных проб.

Для пласта принимаются усредненные параметры по двум пробам. Плотность нефти в пластовых условиях варьирует в пределах от  $0,725$  до  $0,739 \text{ г/см}^3$ , в среднем составляя  $0,732 \text{ г/см}^3$ . Давление насыщения изменяется в пределах от  $8,67$  до  $8,71 \text{ МПа}$ , при  $R_{пл.}=17,86 \text{ МПа}$  и  $t_{пл.}=74,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , в среднем составляя  $8,7 \text{ МПа}$ . Величина газосодержания изменяется в пределах от  $72,4$  до  $84,8 \text{ м}^3/\text{т}$ , в среднем составляя  $78,6 \text{ м}^3/\text{т}$ , при объемном коэффициенте  $1,235$ . Соответственно пересчетный коэффициент  $0,810$ . Усадка нефти в среднем составляет  $19,1$ . Величина динамической вязкости в пластовых условиях изменяется от  $0,805 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  до  $1,83 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , в среднем по горизонту составляя  $1,32 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Горизонт Ю-IV. Свойства нефти залежей первой группы (Ю-IV-A-1, Ю-IV-A-2) определены по двум пробам из скважины ЮЗС-60. Из каждого пласта отобрано по одной

пробе. Давление насыщения и газосодержание по ним составили 7,0 МПа (при пластовом давлении 22,4-23,5 МПа) и 73,6-75,9 м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент изменяется в пределах 1,209 - 1,220 д.ед., в среднем составляя 1,215. Соответственно пересчетный коэффициент 0,823. Плотность пластовой нефти – 0,7483 - 0,7845 г/см<sup>3</sup>, вязкость – 2,07-3,35 мПа\*с.

Горизонт Ю-V. По данному горизонту проведено 3 PVT исследований по скважинам ЮЗС-1, ЮЗС-10 и ЮЗС-14. Глубинная проба, отобранная из скв. ЮЗС-1 из интервала 3252-3257 м (Ю-V-B-1), содержала углеводородную жидкость с высоким газовым фактором, воду и глинистый раствор. Так как из данного интервала при опробовании был получен только газ, углеводородная часть пробы, видимо, представляет собой жидкую фазу (C5+высшие), выпавшую из газа на забое скважины. В связи с чем данные по скважине были отбракованы.

Свойства нефти залежей Ю-V-B-1 определены по параллельным пробам из скважины ЮЗС-14, по залежи Ю-V-B-2 отобраны параллельные пробы из скважины ЮЗС-10. В основном, результаты исследований параллельных образцов отвечали требованиям качества, относительная погрешность составляла не более 2%, поэтому значения по параллельным пробам усреднялись. Нефть по этим залежам отличаются высоким газосодержанием – 102,78- 152,1 м<sup>3</sup>/т, практически предельной насыщенностью газом – давление насыщения составило 12,29-13,77 МПа при пластовом давлении 13,82-15,41 МПа. Значения объемного коэффициента 1,2915 (Ю-V-B-2) и 1,456 д.ед. для Ю-V-B-1, соответственно пересчетный коэффициент 0,774 и 0,687, в среднем по горизонту – 0,728. Значения плотности и вязкости пластовой нефти – 0,656-0,716 г/см<sup>3</sup> и 0,606-1,53 мПа\*с.

Горизонт Ю-VI. По данному горизонту проведено 1 PVT исследование по скважине ЮЗС-3 залежи Ю-VI-B-1 и 1 новое PVT исследование по скважине ЮЗС-6.

Скважина ЮЗС-3, горизонт Ю-VI-B-1. По результатам анализа выявлено что содержание C1, промежуточных углеводородов и содержание C7+ почти равно содержанию типичной летучей нефти. Свойства флюида является летучей нефтью. Пластовая нефть отличается очень высоким газосодержанием 535,47 м<sup>3</sup>/т практически предельной насыщенностью газом – давление насыщения составило 32,9 МПа при пластовом давлении 33,9 МПа. Залежь относится к высоконасыщенной. Соответственно определяются высокое значение объемного коэффициента - 2,263 д.ед., пониженные значение плотности и вязкости пластовой нефти – 0,5302 г/см<sup>3</sup> и 0,33 мПа\*с. Пересчетный коэффициент – 0,442.

Скважина ЮЗС-6, горизонт Ю-VI-A-2. Проба отобрана после «ПР-2019г». Свойства нефти значительно отличаются от параметров соседней скв. ЮЗС-3. Давление насыщения и газосодержание по ней составили 3,7 МПа (при пластовом давлении

4,65 МПа) и 32,6 м<sup>3</sup>/т. Объемный коэффициент – 1,186 д.ед, соответственно пересчетный коэффициент 0,843. Плотность нефти – 0,732 г/см<sup>3</sup>, вязкость – 1,93 мПа\*с.

Горизонт Ю-VII. По данному горизонту проведено пять исследований глубинных проб пластовых флюидов, по скважинам ЮЗС-3, 4, 31 и 60. Пластовые свойства залежей Ю-VII-Б-1 и Ю-VII-Б-2 определены по скважинам ЮЗС-3 и ЮЗС-4 соответственно. Свойства флюида данных залежей являются летучей нефтью. Нефти по этим пробам отличаются очень высоким газосодержанием – 427,4-590,4 м<sup>3</sup>/т, практически предельной насыщенностью газом – давление насыщения составило 29,2-36,5 МПа при пластовом давлении 29,3-38,5 МПа. Соответственно определяются высокие значения объемного коэффициента 1,978 - 2,358 д.ед., пониженные значения плотности и вязкости пластовой нефти – 0,5117-0,5511 г/см<sup>3</sup> и 0,16-0,18 мПа\*с.

По залежи Ю-VII-В-1 проведено 3 исследования глубинных проб скважины ЮЗС-60 и ЮЗС-31, из которых данные последней являются некачественной, согласно расхождению, замеренных данных других проб. Пластовые свойства залежи изучены по пробам скважины ЮЗС-60. Пластовые плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,742 г/см<sup>3</sup>. Давление насыщения при среднем Тпл.=90,4<sup>0</sup>С и Рпл.=24,99 МПа составляет 8,27 МПа. Усредненное газосодержание составляет 84,9 м<sup>3</sup>/т при объёмном коэффициенте 1,221. Соответственно пересчётный коэффициент равен 0,819.



Таблица 2.3.2 – Сравнение свойств пластовой нефти

Наименование	ПР-2019г				ДПР-2023г			
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Горизонт Ю-III (пласты 1, 2)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	2	2	8,67-8,71	8,69	2	2	8.67-8.71	8,7
Газосодержание, м³/т	2	2	72,4-84,79	78,6	2	2	72.4-84.8	78,6
Молекулярная масса нефти	2	2	149.8-230.5	190,2	2	2	149.8-230.5	190,2
Плотность, г/см³	2	2	0,725-0,739	0,732	2	2	0.725-0.739	0,732
Вязкость, мПа×с	2	2	0,805-1,83	1,318	2	2	0.805-1.83	1,32
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1,217-1,253	1,235	2	2	1.217-1.253	1,235
Пластовое давление, МПа	2	2	17,60-18,12	17,86	2	2	17,60-18,12	17,86
Пластовая температура, °С	2	2	73,65-75,77	74,7	2	2	73,65-75,77	74,7
Пластовая вода	Горизонт Ю-III (пласты 1, 2)							
Плотность, г/см³	2	2	1,061-1,063	1,062	5	5	1.061-1.095	1,0699
Горизонт Ю-IV (пласты А-1, 2)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	1	2	7	7,0	1	2	7	7
Газосодержание, м³/т	1	2	73,6-75,9	74,8	1	2	73.6-75.9	74,8
Молекулярная масса нефти	1	2	151-158	155	1	2	151-158	155
Плотность, г/см³	1	2	0,748-0,785	0,767	1	2	0.748-0.785	0,767
Вязкость, мПа×с	1	2	2,07-3,35	2,71	1	2	2.07-3.35	2,71
Объемный коэффициент, доли ед.	1	2	1,209-1,220	1,215	1	2	1.209-1.22	1,215
Пластовое давление, МПа	1	2	22,4-23,5	22,95	1	2	22,4-23,5	22,95
Пластовая температура, °С	1	2	81,1-83,6	82,35	1	2	81,1-83,6	82,35
Пластовая вода	Горизонт Ю-IV (пласты А-1, 2)							
Плотность, г/см³	1	1	1,051	1,051	2	2	1,051-1,063	1,057
Горизонт Ю-V (пласты Б-2, В-1)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	2	2	12,29-13,77	13,03	2	2	12.29-13.77	13
Газосодержание, м³/т	2	2	102,8-152,1	127,4	2	2	102.8-152.1	127,5
Молекулярная масса нефти	2	2	110.65-134.88	122,8	2	2	110.65-134.88	122,8
Плотность, г/см³	2	2	0,656-0,716	0,686	2	2	0.656-0.716	0,686
Вязкость, мПа×с	2	2	0,61-1,53	1,068	2	2	0.606-1.53	1,07
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1,299-1,456	1,374	2	2	1.292-1.456	1,374
Пластовое давление, МПа	2	2	13,82-15,41	14,62	2	2	13,82-15,41	14,62
Пластовая температура, °С	2	2	86,62-98,59	92,61	2	2	86,62-98,59	92,61
Пластовая вода	Горизонт Ю-V-А							
Плотность, г/см³	-	-	-	-	1	1	1,063	1,063
Горизонт Ю-VI (пласт Б-1)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	1	1	30,7	30,7	1	1	30,7	30,7
Газосодержание, м³/т	1	1	535,47	535,5	1	1	535,47	535,47
Молекулярная масса нефти	1	1	55	55	1	1	55	55
Плотность, г/см³	1	1	0,530	0,530	1	1	0,53	0,53
Вязкость, мПа×с	1	1	0,33	0,33	1	1	0,33	0,33
Объемный коэффициент, доли ед.	1	1	2,263	2,263	1	1	2,263	2,263
Пластовое давление, МПа	1	1	32,9	32,9	1	1	32,9	32,9
Пластовая температура, °С	1	1	89,8	89,8	1	1	89,8	89,8
Пластовая вода	Горизонт Ю-V-Б-3							
Плотность, г/см³	1	1	1,107		1	1	1,107	1,107
Горизонт Ю-VII (пласты Б-1,2)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	2	2	29.2-36.5	32,9	2	2	29.2-36.5	32,9
Газосодержание, м³/т	2	2	427.4-590.4	508,9	2	2	427.4-590.4	508,9
Молекулярная масса нефти	2	2	52-74	63	2	2	52-74	63
Плотность, г/см³	2	2	0.512-0.551	0,532	2	2	0.512-0.551	0,532
Вязкость, мПа×с	2	2	0.16-0.18	0,17	2	2	0.16-0.18	0,17
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1.978-2.358	2,168	2	2	1.978-2.358	2,168
Пластовое давление, МПа	2	2	29,3-38,5	33,9	2	2	29,3-38,5	33,9
Пластовая температура, °С	2	2	112,2-119,7	116,0	2	2	112,2-119,7	116,0
Пластовая вода	Горизонт Ю-VII-А-1							
Плотность, г/см³	-	-	-	-	1	1	1,066	1,066
Горизонт Ю-VII (пласт В-1)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	1	2	7.6-8.93	8,27	1	2	7.6-8.93	8,27
Газосодержание, м³/т	1	2	81.6-88.1	84,9	1	2	81.6-88.1	84,9
Молекулярная масса нефти	1	2	135.9-144	140	1	2	135.9-144	140
Плотность, г/см³	1	2	0.736-0.747	0,742	1	2	0.736-0.747	0,742
Вязкость, мПа×с	1	2	1.88-2.08	1,98	1	2	1.88-2.08	1,98
Объемный коэффициент, доли ед.	1	2	1.212-1.229	1,221	1	2	1.212-1.229	1,221
Пластовое давление, МПа	1	2	24,5-25,49	24,99	1	2	24,5-25,49	24,99
Пластовая температура, °С	1	2	90,21-90,5	90,4	1	2	90,21-90,5	90,4
Пластовая вода	Горизонт Ю-VII (пласт В-1)							
Плотность, г/см³	1	1	1,064	1,064	1	1	1,064	1,064

### **2.3.3 Свойства и состав газа**

Пластовый газ изучался по данным, полученным при разгазировании глубинных проб пластовой нефти и по глубинной пробе пластового газа. Состав и свойства растворенного в нефти газа исследовались по глубинным пробам после однократного разгазирования скважин ЮЗС-1, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-34, ЮЗС-60 и глубинной пробе пластового газа, отобранной из скважины ЮЗС-1. Исследованиями освещены залежи Ю-III-1, Ю-III-2, Ю-IVA-1, Ю-IVA-2, Ю-VB-2, Ю-VIB-1, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-VI-A-2, Ю-VIIB-1, Ю-VIIB-2 и Ю-VIIB-1.

Компонентный состав газа однократного разгазирования определялся на хроматографе марки Agilent 7890A. По составу растворенный газ перечисленных залежей так же можно разделить на две группы, аналогично разделению по свойствам пластовой нефти. По глубинным пробам, газ нефти с низким газосодержанием оказался более тяжелым, а газ нефти с высоким газосодержанием – более легким.

По скважине ЮЗС-1 было исследовано две пробы: из интервала 3252-3257 м (Ю-VB-1) был проанализирован газ, полученный из глубинной пробы пластовой нефти; из интервала 3304-3333 м (Ю-VB-2) была отобрана глубинная проба, содержащая чистый газ. Последняя проба принята к расчетам как растворенный газ. Результаты исследований проб из скважины ЮЗС-1, интервал 3252-3257 м из скважины ЮЗС-34 и ЮЗС-31 отбракованы аналогично с результатами по глубинным пробам.

Таким образом, по залежам Ю-III-1, Ю-III-2 по пробам из скважин ЮЗС-60, 30 газ «полужирный» объемное содержание метана составило 63,92-66,82%, этана – 5,5-7,5%, содержания пропана и бутанов – 12,91-11,46 % и 8,3-8,4 % соответственно. Относительная плотность газа по воздуху изменяется от 0,9624 д.ед. до 0,9647 д.ед.

По залежам Ю-IV-A-1, Ю-IV-A-2 (по пробам из скважины ЮЗС-60) газ «жирный», объемное содержание метана составило 44,79 - 53,48%, этана – 8,02 - 9,23%, также довольно высоки содержания пропана и бутанов – 17,0-20,80 % и 14,85-15,49 % соответственно. Относительная плотность газа по воздуху изменяется от 1,086 д.ед. до 1,217 д.ед.

Растворенный газ залежей Ю-V-B-2, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-VI-B-1, Ю-VII-B-1 и Ю-VII-B-2 обладает гораздо более «сухим» составом, обусловленным высоким содержанием метана – 78,79-87,32%, более низким содержанием этана – 3,73 - 7,18% и значительно более низкими содержаниями тяжелых углеводородов пропана и бутанов – 2,13-4,53% и 1,34 - 4,55% соответственно. Относительная плотность газа по воздуху изменяется от 0,679 д.ед. до 0,775 д.ед.

По пробе газа однократного разгазирования скв. ЮЗС-6 (интервал 2982-2991м, горизонт Ю-VI-A-2) содержание метана составляет 43,72%, этана 9,58%, тяжелых углеводородов пропана и бутанов – 22,65% и 13,95% соответственно. Относительная плотность газа по воздуху – 1,218 д.ед.

Содержание неорганических газов по всем залежам невелико и в целом по месторождению не превышает следующих значений: азота – 1,95%, углекислого газа – 1,07%. Сероводород по данным анализов в газе отсутствует.

Таким образом, компонентный состав газа продуктивных горизонтов изучен по 15 пробам (включая одну новую). Основными компонентами изученных образцов газа являются метан, этан, пропан, бутан.

Таблица 2.3.3 – Сравнение компонентного состава растворенного газа

Наименование		ПР-2019г				ДПР-2023г			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
Горизонт Ю-III									
Содержание, %	Сероводород	2	2		отс.	2	2		отс.
	Углекислый газ	2	2	0,11-0,26	0,19	2	2	0,11-0,26	0,19
	Азот	2	2	1,29-1,62	1,46	2	2	1,29-1,62	1,46
	Метан	2	2	63,92-66,82	65,37	2	2	63,92-66,82	65,37
	Этан	2	2	5,5-7,5	6,50	2	2	5,5-7,5	6,50
	Пропан	2	2	11,46-12,91	12,19	2	2	11,46-12,91	12,19
	Изобутан	2	2	1,66-1,81	1,74	2	2	1,66-1,81	1,74
	Н-бутан	2	2	6,53-6,63	6,58	2	2	6,53-6,63	6,58
	Изопентан	2	2	1,77-1,92	1,85	2	2	1,77-1,92	1,85
	Н-пентан	2	2	2,37-2,6	2,49	2	2	2,37-2,6	2,49
	Гексаны	2	2	1,16-1,5	1,33	2	2	1,16-1,5	1,33
Гептаны+	2	2	0,2-0,45	0,33	2	2	0,2-0,45	0,33	
Молекулярная вес, г/моль		2	2	27,7-27,8	27,74	2	2	27,7-27,8	27,74
Плотность газа, кг/м³		2	2	1,159-1,162	1,161	2	2	1,159-1,162	1,161
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.		2	2	0,962-0,965	0,964	2	2	0,962-0,965	0,964
Горизонт Ю-IV									
Содержание, %	Сероводород	1	2		отс.	1	2		отс.
	Углекислый газ	1	2	0,23-0,34	0,29	1	2	0,23-0,34	0,29
	Азот	1	2	0,57-1,95	1,26	1	2	0,57-1,95	1,26
	Метан	1	2	44,79-53,48	49,14	1	2	44,79-53,48	49,14
	Этан	1	2	8,02-9,23	8,63	1	2	8,02-9,23	8,63
	Пропан	1	2	17,0-20,8	18,91	1	2	17,0-20,8	18,91
	Изобутан	1	2	3,54-5,07	4,31	1	2	3,54-5,07	4,31
	Н-бутан	1	2	9,78-11,95	10,87	1	2	9,78-11,95	10,87
	Изопентан	1	2	1,67-3,01	2,34	1	2	1,67-3,01	2,34
	Н-пентан	1	2	2,08-4,14	3,11	1	2	2,08-4,14	3,11
	Гексаны	1	2	0,8-1,29	1,05	1	2	0,8-1,29	1,05
Гептаны+	1	2	0,07-0,15	0,11	1	2	0,07-0,15	0,11	
Молекулярная вес, г/моль		1	2	31,2-34,9	33,05	1	2	31,2-34,9	33,05
Плотность газа, кг/м³		1	2	1,309-1,466	1,388	1	2	1,309-1,466	1,388
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.		1	2	1,086-1,217	1,152	1	2	1,086-1,217	1,152
Горизонт Ю-V									
Содержание, %	Сероводород	2	2		отс.	2	2		отс.
	Углекислый газ	2	2	0,29-2,32	1,23	2	2	0,29-2,32	1,23
	Азот	2	2	0,42-2,45	1,23	2	2	0,42-2,45	1,23
	Метан	2	2	65,27-87,32	74,45	2	2	65,27-87,32	74,45
	Этан	2	2	3,73-9,64	6,78	2	2	3,73-9,64	6,78
	Пропан	2	2	2,13-10,42	6,64	2	2	2,13-10,42	6,64
	Изобутан	2	2	1,52-2,41	2,07	2	2	1,52-2,41	2,07
	Н-бутан	2	2	2,44-4,35	3,63	2	2	2,44-4,35	3,63
	Изопентан	2	2	0,7-1,77	1,40	2	2	0,7-1,77	1,40
	Н-пентан	2	2	0,85-1,85	1,46	2	2	0,85-1,85	1,46
	Гексаны	2	2	0,44-1,09	0,86	2	2	0,44-1,09	0,86
Гептаны+	2	2	0,16-0,32	0,23	2	2	0,16-0,32	0,23	
Молекулярная вес, г/моль		2	2	25,39-26,82	26,11	2	2	25,39-26,82	26,11
Плотность газа, кг/м³		2	2	1,061-1,121	1,091	2	2	1,061-1,121	1,091
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.		2	2	0,702-0,931	0,838	2	2	0,702-0,931	0,838
Горизонт Ю-VI									
Содержание, %	Сероводород	1	1		отс.	2	2		отс.
	Углекислый газ	1	1	0,53	0,53	2	2	0,53-0,93	0,73
	Азот	1	1	1,46	1,46	2	2	0,8-1,46	1,13
	Метан	1	1	78,79	78,79	2	2	43,72-78,79	61,26
	Этан	1	1	7,18	7,18	2	2	7,18-9,58	8,38
	Пропан	1	1	4,53	4,53	2	2	4,53-22,65	13,59
	Изобутан	1	1	2,91	2,91	2	2	2,91-4,08	3,50
	Н-бутан	1	1	1,64	1,64	2	2	1,64-9,87	5,76
	Изопентан	1	1	1,13	1,13	2	2	1,13-3,0	2,07
	Н-пентан	1	1	1,02	1,02	2	2	1,02-3,63	2,33
	Гексаны	1	1	0,51	0,51	2	2	0,51-1,56	1,04
Гептаны+	1	1	0,3	0,30	2	2	0,19-0,3	0,25	
Молекулярная вес, г/моль		1	1	22,4	22,40	2	2	22,4-34,9	28,67
Плотность газа, кг/м³		1	1	0,934	0,934	2	2	0,934-1,468	1,201
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.		1	1	0,775	0,775	2	2	0,775-1,218	0,997
Горизонт Ю-VII									
Содержание, %	Сероводород	3	3		отс.	3	3		отс.
	Углекислый газ	3	3	0,23-0,62	0,40	3	3	0,23-0,62	0,40
	Азот	3	3	0,75-1,95	1,25	3	3	0,75-1,95	1,25
	Метан	3	3	56,06-86,98	75,33	3	3	56,06-86,98	75,33
	Этан	3	3	5,07-10,21	6,98	3	3	5,07-10,21	6,98
	Пропан	3	3	2,35-18,17	8,10	3	3	2,35-18,17	8,10
	Изобутан	3	3	0,58-2,28	1,60	3	3	0,58-2,28	1,60
	Н-бутан	3	3	0,76-7,5	3,42	3	3	0,76-7,5	3,42
	Изопентан	3	3	0,24-4	1,98	3	3	0,24-4	1,98
	Н-пентан	3	3	0,28-2,01	1,08	3	3	0,28-2,01	1,08
	Гексаны	3	3	0,29-0,76	0,51	3	3	0,29-0,76	0,51
Гептаны+	3	3	0,06-0,87	0,38	3	3	0,06-0,87	0,38	
Молекулярная вес, г/моль		3	3	19,6-29,5	23,47	3	3	19,6-29,5	23,47
Плотность газа, кг/м³		3	3	0,818-1,237	0,981	3	3	0,818-1,237	0,981
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.		3	3	0,679-1,027	0,815	3	3	0,679-1,027	0,815

### **2.3.4 Свойства газоконденсата**

Газоконденсатная характеристика определялась по залежам Ю-VII-Б-1 и Ю-VII-В-2. По залежи Ю-VII-Б-1 было отобрано 2 глубинные пробы газоконденсата из скважины ЮЗС-65 и 1 глубинная проба ЮЗС-5 залежи Ю-VI-Б-1, по залежи Ю-VII-В-2 – 1 глубинная проба из скважины ЮЗС-2.

Пробы отбирались глубинным пробоотборником MFE в объеме 400 см<sup>3</sup>. Всего было отобрано и исследовано 4 глубинных проб газоконденсата. По пробам были проведены следующие исследования:

- контактная конденсация (PVT-исследование) с определением значений давления начала конденсации (точки росы) и давления максимальной конденсации;
- однократная конденсация при снижении термобарических условий от пластовых до стандартных (P-0,1 МПа, T-20°C) с определением свойств и состава газа сепарации и дегазированного конденсата, по которым были рассчитано потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, определены основные параметры пластового флюида, такие как конденсатогазовый фактор, вязкостно-плотностные характеристики конденсата, а также состав газа сепарации, дегазированного конденсата и пластового газа.

Также отобрана 1 глубинная проба из скважины ЮЗС-1 из интервала 3252-3257 м (Ю-V-В-1), однако проба содержала не пластовый газ, а углеводородную жидкость с водой и глинистым раствором и скорее всего, представляет собой разгазированный конденсат. По пробе был произведен опыт однократного разгазирования, результаты исследований не были приняты к расчетам свойств пластовых флюидов по залежам. Кроме того, были отобраны и исследованы поверхностные пробы конденсата с устья скважины ЮЗС-1, интервала 3252-3257 м (Ю-V-В-1), скважины ЮЗС-65, интервала 2445-2455 м (Ю-VII-Б-1), скважины ЮЗС-5, интервала 2551-2558 м (Ю-VI-Б-1), скважины ЮЗС-11, интервала 2617-2624 м (Ю-VI-В-1). По пробам определялись физико-химические свойства и фракционный состав (табл. 2.3.5).

Основные свойства газоконденсата, полученные в результате исследования глубинных проб, приведены в таблице 2.3.4. Все показатели по пробам обладают близкими значениями. Давление начала конденсации по залежам Ю-VII-Б-1 и Ю-VII-В-2 составило соответственно 22,70 МПа и 23,56 МПа. По залежи Ю-VII-Б-1 давление конденсации близко к пластовому давлению, что указывает на высокую насыщенность пластового газа конденсатом. Давление начала конденсации залежам Ю-VI-Б-1 – 25,77 МПа. Давление максимальной конденсации по данным залежам составило: по залежи Ю-VII-Б-1 – в среднем 12,54 МПа, по Ю-VII-В-2 – 14,18 МПа, по Ю-VI-Б-1 -14 МПа.

Плотность конденсата по залежам составила: Ю-VII-Б-1 в среднем  $0,7715 \text{ г/см}^3$ , по залежи Ю-VII-В-2 –  $0,7726 \text{ г/см}^3$  и по залежи Ю-VI-Б-1  $0,7773 \text{ г/см}^3$ , плотность отсепарированного газа –  $0,9807 \text{ г/л}$  и  $0,9458 \text{ г/л}$ , плотность пластового газа –  $0,2990 \text{ г/см}^3$ ,  $0,2986 \text{ г/см}^3$  и  $0,9515 \text{ г/см}^3$  соответственно.

Значения содержания компонентов в газе и конденсате близки по всем пробам. Пластовый газ в основном состоит из метана, его содержание составило 71,38-73,24%. Доля этана в газе составила 7,44-8,30%, пропана – 6,22-7,49%. Содержание неорганических компонентов невысокое: азота – 0,88-1,53%, углекислого газа – 0,96-1,33%. Потенциальное содержание стабильного конденсата было рассчитано по составу пластового газа из расчета на  $1 \text{ м}^3$  «сухого газа» (части газа, не содержащей компоненты C5+высшие) и составило по залежи Ю-VII-Б-1 –  $330,13 \text{ г/м}^3$ , по залежи Ю-VII-В-2 –  $370,99 \text{ г/м}^3$  и по залежи Ю-VI-Б-1 –  $324,76 \text{ г/м}^3$ .

Таблица 2.3.4 – Сравнение физико-химических свойств глубинных проб конденсата

Наименование	Количество исследованных						Диапазон изменения параметров		Среднее значение		
	скважин			проб							
	ПР-2019г	ДПР_2023г	изменение	ПР-2019г	ДПР_2023г	изменение	ПР-2019г	ДПР_2023г	ПР-2019г	ДПР_2023г	изменение
Ю-VI-Б-1 (скв. Ю3С-5)											
Пластовая температура, °С	1	1	0	1	1	0	86,2	86,2	86,2	86,2	0
Пластовое давление, МПа	1	1	0	1	1	0	25,84	25,84	25,84	25,84	0
Конденсатогазовый фактор , м³/м³	1	1	0	1	1	0	2889	2889	2889	2889	0
Давление начала конденсации, МПа	1	1	0	1	1	0	25,77	25,77	25,77	25,77	0
Давление максимальной конденсации, МПа	1	1	0	1	1	0	14	14	14	14	0
Потенциальное содержание C <sub>5+высших</sub> , г/м³	1	1	0	1	1	0	324,76	324,76	324,76	324,76	0
Превышение Рпл над Рнач. конд., МПа	1	1	0	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0
Объемный коэф при Рпл	1	1	0	1	1	0	10,713	10,713	10,713	10,713	0
Объемный коэф при Рконд	1	1	0	1	1	0	10,721	10,721	10,721	10,721	0
Усадка, %	1	1	0	1	1	0	90,67	90,67	90,67	90,67	0
Мол вес пласт флюида, г/мол	1	1	0	1	1	0		0		0	0
Плотность дегазированного конденсата при 20°С, г/см³	1	1	0	1	1	0	0,7773	0,7773	0,7773	0,7773	0
Плотность газа сепарации при 20°С, г/л	1	1	0	1	1	0	0,9515	0,9515	0,9515	0,9515	0
Относит. плотн. газа сепарации по воздуху	1	1	0	1	1	0		0		0	0
Плотность пластового флюида при Рпл, г/см³	1	1	0	1	1	0	0,2754	0,2754	0,2754	0,2754	0
Плотность пластового флюида при Рнас, г/см³	1	1	0	1	1	0	0,2749	0,2749	0,2749	0,2749	0
Вязкость пластового газа при Рпл, мПа*с	1	1	0	1	1	0	0,0326	0,0326	0,0326	0,0326	0
Ю-VII-Б-1 (скв. Ю3С-65)											
Пластовая температура, °С	1	1	0	2	2	0	79,3-88,5	79,3-88,5	83,9	83,9	0
Пластовое давление, МПа	1	1	0	2	2	0	23,07-25	23,07-25	24	24	0
Конденсатогазовый фактор , м³/м³	1	1	0	2	2	0	2255-4903	2255-4903	3579	3579	0
Давление начала конденсации, МПа	1	1	0	2	2	0	22,63-22,76	22,63-22,76	22,7	22,7	0
Давление максимальной конденсации, МПа	1	1	0	2	2	0	11,38-13,7	11,38-13,7	12,54	12,54	0
Потенциальное содержание C <sub>5+высших</sub> , г/м³	1	1	0	2	2	0	229,9-430,4	229,9-430,4	330,13	330,13	0
Превышение Рпл над Рнач. конд., МПа	1	1	0	2	2	0	0,44-2,24	0,44-2,24	1,34	1,34	0
Объемный коэф при Рпл	1	1	0	2	2	0	9,13-20,49	9,13-20,49	14,81	14,81	0
Объемный коэф при Рконд	1	1	0	2	2	0	9,54-20,81	9,54-20,81	15,176	15,176	0
Усадка, %	1	1	0	2	2	0	89,05-95,12	89,05-95,12	92,09	92,09	0
Мол вес пласт флюида, г/мол	1	1	0	2	2	0	25,4-30,9	25,4-30,9	28,15	28,15	0
Плотность дегазированного конденсата при 20°С, г/см³	1	1	0	2	2	0	0,760-0,783	0,760-0,783	0,7715	0,7715	0
Плотность газа сепарации при 20°С, г/л	1	1	0	2	2	0	0,928-1,033	0,928-1,033	0,9807	0,9807	0
Относит. плотн. газа сепарации по воздуху	1	1	0	2	2	0	0,771-0,858	0,771-0,858	0,8141	0,8141	0
Плотность пластового флюида при Рпл, г/см³	1	1	0	2	2	0	0,260-0,338	0,260-0,338	0,299	0,299	0
Плотность пластового флюида при Рнас, г/см³	1	1	0	2	2	0	0,255-0,323	0,255-0,323	0,2891	0,2891	0
Вязкость пластового газа при Рпл, мПа*с	1	1	0	2	2	0	0,03-0,04	0,03-0,04	0,036	0,036	0
Ю-VII-В-2 (скв. Ю3С-2)											
Пластовая температура, °С	1	1	0	1	1	0	97,2	97,2	97,2	97,2	0
Пластовое давление, МПа	1	1	0	1	1	0	-	-	-	-	-
Конденсатогазовый фактор , м³/м³	1	1	0	1	1	0	2473	2473	2473	2473	0
Давление начала конденсации, МПа	1	1	0	1	1	0	23,56	23,56	23,56	23,56	0
Давление максимальной конденсации, МПа	1	1	0	1	1	0	14,18	14,18	14,18	14,18	0
Потенциальное содержание C <sub>5+высших</sub> , г/м³	1	1	0	1	1	0	370,99	370,99	370,99	370,99	0
Превышение Рпл над Рнач. конд., МПа	1	1	0	1	1	0	-	-	-	-	-
Объемный коэф при Рпл	1	1	0	1	1	0	10,424	10,424	10,424	10,424	0
Объемный коэф при Рконд	1	1	0	1	1	0	11,431	11,431	11,431	11,431	0
Усадка, %	1	1	0	1	1	0	91,25	91,25	91,25	91,25	0
Мол вес пласт флюида, г/мол	1	1	0	1	1	0	28,65	28,65	28,65	28,65	0
Плотность дегазированного конденсата при 20°С, г/см³	1	1	0	1	1	0	0,7726	0,7726	0,7726	0,7726	0
Плотность газа сепарации при 20°С, г/л	1	1	0	1	1	0	0,9458	0,9458	0,9458	0,9458	0
Относит. плотн. газа сепарации по воздуху	1	1	0	1	1	0	0,7852	0,7852	0,7852	0,7852	0
Плотность пластового флюида при Рпл, г/см³	1	1	0	1	1	0	0,2986	0,2986	0,2986	0,2986	0
Плотность пластового флюида при Рнас, г/см³	1	1	0	1	1	0	0,2697	0,2697	0,2697	0,2697	0
Вязкость пластового газа при Рпл, мПа*с	1	1	0	1	1	0	-	-	-	-	-

Таблица 2.3.5 – Сравнение физико-химических свойств и фракционного состава конденсата

Наименование		ПР-2019г				ДПР 2023г			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
Горизонт Ю-V									
Плотность, при 20 °С, г/см³		1	1	0,773	0,773	1	1	0,773	0,773
Кинематическая вязкость, при 30 °С, мм²/с		1	1	1,05	1,05	1	1	1,05	1,05
при 50 °С, мм²/с		1	1	0,85	0,85	1	1	0,85	0,85
Температура застывания, °С		1	1	-15	-15	1	1	-15	-15
Температура вспышки, °С		1	1	-19	-19				
Температура плавления парафина, °С		1	1	69	69	1	1	69	69
Массовое содержание, %	парафинов	1	1	1,7	1,7	1	1	1,7	1,7
	асфальто-смолы	1	1	6,4	6,4	1	1	6,4	6,4
	серы	1	1	0,01	0,01	1	1	0,009	0,009
	меркаптанов	1	1	0,0001	0,0001	1	1	0,00005	0,00005
	масел	1	1	16,3	16,3	1	1	16,3	16,3
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, °С	1	1	65,5	65,5	1	1	65,5	65,5
	до 100 °С	1	1	4,5	4,5	1	1	4,5	4,5
	до 150 °С	1	1	48,5	48,5	1	1	48,5	48,5
	до 200 °С	1	1	71	71	1	1	71	71
	до 300 °С	1	1	93	93	1	1	93	93
Горизонт Ю-VI									
Плотность, при 20 °С, г/см³		2	2	0,722-0,746	0,734	2	2	0,722-0,746	0,734
Кинематическая вязкость, при 30 °С, мм²/с		1	1	0,77	0,77	1	1	0,7678	0,7678
при 50 °С, мм²/с		2	2	0,584-761	0,67	2	2	0,584-761	0,672
Температура застывания, °С		2	2	-36	-36	2	2	-36	-36
Температура вспышки, °С		2	2	-22	-22				
Температура плавления парафина, °С		1	1	48	48	1	1	48	48
Массовое содержание, %	парафинов	2	2	0,4-1,6	1	2	2	0,4-1,6	1
	асфальто-смолы	2	2	1-1,4	1,2	2	2	1-1,4	1,2
	серы	2	2	0,0002-0,003	0,001	2	2	0,0002-0,003	0,001435
	меркаптанов	1	1	0,00001	0,00001	1	1	0,00001	0,00001
	масел	2	2	12,2-23,1	17,7	2	2	12,2-23,1	17,65
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, °С	2	2	32-34	33	2	2	32-34	33
	до 100 °С	2	2	30-40	35	2	2	30-40	35
	до 150 °С	2	2	58-75	66,5	2	2	58-75	66,5
	до 200 °С	2	2	74-85	79,5	2	2	74-85	79,5
	до 300 °С	2	2	93-94,5	91,8	2	2	93-94,5	91,75
Горизонт Ю-VII									
Плотность, при 20 °С, г/см³		3	4	0,698-0,785	0,755	3	4	0,698-0,785	0,754925
Кинематическая вязкость, при 30 °С, мм²/с		3	3	0,61-1,49	1,15	3	3	0,61-1,49	1,145333333
при 50 °С, мм²/с		3	4	0,56-1,22	0,89	3	4	0,56-1,22	0,89375
Температура застывания, °С		3	4	(-36)-(-6)	-15,8	3	4	(-36)-(-6)	-15,75
Температура вспышки, °С		2	3	(-23)-(-15)	-20,3	2	3	(-23)-(-15)	
Температура плавления парафина, °С		2	2	52,1-57,5	54,8	2	2	52,1-57,5	54,8
Массовое содержание, %	парафинов	3	4	2,2-4,6	3,5	3	4	2,2-4,6	3,5
	асфальто-смолы	3	4	0,7-2,5	1,4	3	4	0,7-2,5	1,4
	серы	3	4	0,0004-0,18	0,05	3	4	0,0004-0,18	0,049585
	меркаптанов	1	1	0,0002	0,0002	1	1	0,0002	0,00019
	масел	2	3	32-34,7	33,8	2	3	32-34,7	33,76666667
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, °С	3	4	25-60	39,9	3	4	25-60	39,875
	до 100 °С	3	4	11-39	20,5	3	4	11-39	20,5
	до 150 °С	3	4	37-65	45,6	3	4	37-65	45,625
	до 200 °С	3	4	52-79	60,5	3	4	52-79	60,5
	до 300 °С	2	3	75-79	77,3	2	3	75-79	77,3



### 2.3.5 Физические свойства и химический состав воды

По материалам исследований в рассматриваемом районе установлена вертикальная гидрогеологическая зональность, включающая три различные зоны – верхнюю, среднюю и нижнюю.

По материалам этих исследований в рассматриваемом районе установлена вертикальная гидрогеологическая зональность, включающая три различные зоны – верхнюю, среднюю и нижнюю. В данном разделе приведена краткая информация по нижней зоне по причине приуроченности наших продуктивных горизонтов только к нему.

*Нижняя гидрохимическая зона* включает водоносные комплексы неокома, верхней, средней и нижней юры. Они характеризуются затрудненным водообменом, минерализацией хлормagneиевого и хлоркальциевого типа. По региональным данным минерализация вод увеличивается вниз по разрезу от 36-40 г/л в неокоме до 155,5 г/л в юрских отложениях.

По результатам пластовой корреляции выделены продуктивные горизонты из-за сложности структуры вскрыты, пробуренными скважинами, на разных глубинах:

Горизонт	Интервал вскрыта кровли горизонта, каротаж./абс.м	
	минимум	максимум
<b>Ю-I</b>	1588/-1524,8	2082/-2016,2
<b>Ю-II</b>	1717/-1654,39	1728/-1665,39
<b>Ю-III</b>	1420/-1354,08	2373/-2307,2
<b>Ю-IV</b>	1481/-1415,08	2505/-2439,2
<b>Ю-V</b>	1596/-1530,08	2825/-2759,2
<b>Ю-VI</b>	1712/-1646,08	3530/-3458,3
<b>Ю-VII</b>	2231/-2167,8	3510/-3444,2

Для определения состава пластовых вод юрских продуктивных горизонтов месторождения Юго-Западный Сарыбулак было отобрано и исследовано 28 пробы воды из скважин ЮЗС-1, ЮЗС-3, ЮЗС-5, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-15, ЮЗС-31, ЮЗС-33, ЮЗС-34, ЮЗС-60 и ЮЗС-101, после ПР\_2019г отобраны и изучены 6 проб.

Анализы проб были проведены в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз» и лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР» согласно действующим нормативным документам и методикам.

Как показали результаты лабораторных исследований, воды продуктивной толщи месторождения Юго-Западный Сарыбулак по сравнению с региональными данными имеют отличия в составе (табл.2.3.6). По данным анализов, воды по В.А. Сулину классифицируются как хлормagneиевого и хлоркальциевого типа.

Минерализация согласно учитываемым пробам варьирует в широких пределах от 68.8 г/л до 155,5 г/л при удельном весе 1,051 - 1,107 г/см<sup>3</sup>

Таблица 2.3.6 - Физические свойства и химический состав воды

Горизонт		Ю-I			Ю-II			Ю-III-1				Ю-III-2				Ю-IV-1			Ю-IV-2				
Наименование		скв	проб	Среднее значение	скв	проб	Среднее значение	скв	проб	Диапазон изменения		Среднее значение	скв	проб	Диапазон изменения		Среднее значение	скв	проб	Среднее значение	скв	проб	Среднее значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>		1	1	1,069	1	1	1,0562	2	2	1,06-1,09		1,0724	3	3	1,061-1,0698		1,0644	1	1	1,0627	1	1	1,051
Общая минерализация, мг/л		1	1	97281,2	1	1	88903	2	2	97607-132823		115215,3	3	3	97724-110434		101963	1	1	97612	1	1	68774,1
Жесткость воды, мг-экв/л		1	1	305	1	1	266,5	2	2	296-785		540,7	3	3	315,3-332,6		325,9	1	1	291,5	1	1	370
pH		1	1	6,3	1	1	5,26	2	2	5,36-6,98		6,17	3	3	5,22-5,54		5,4	1	1	5,54	1	1	6,53
Содержание компонентов, мг/л	Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	1	1	31610,2	1	1	30119	2	2	33004-36336,8		34670,4	3	3	32294-37338		34084	1	1	33136	1	1	19431,8
	Ca <sup>2+</sup>	1	1	1039,6	1	1	3574,3	2	2	1102,2-3845,3		2473,7	3	3	4168,3-4678,9		4357,6	1	1	3626,4	1	1	1302,6
	Mg <sup>2+</sup>	1	1	3078	1	1	1066,3	2	2	1267-8875,8		5071,4	3	3	1167,1-1508,7		1313,4	1	1	1338,1	1	1	3708,8
	Cl-	1	1	54230,2	1	1	53510	2	2	58800-76554,8		67677,4	3	3	58800-65854		61195	1	1	58800	1	1	39597,3
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	1	1	6652,3	1	1	362,1	2	2	378,6-9501,5		4940,1	3	3	526,7-1176,8		746,13	1	1	403,3	1	1	4568,9
	HCO <sup>3-</sup>	1	1	671	1	1	271,3	2	2	313-451,4		382,2	3	3	219,1-295		266,9	1	1	307,9	1	1	104,7
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	1	1		1	1		2	2				3	3				1	1		1	1	отм
	CO <sup>2</sup>	1	1		1	1	14	2	2	15,4-624		319,7	3	3	13,3-16,3		14,8	1	1	21,56	1	1	66
	H <sub>2</sub> S	1	1		1	1		2	2				3	3				1	1		1	1	отс
Коэфф. мета-морф.	rNa <sup>+</sup> / rCl <sup>-</sup>	1	1	0,9	1	1		1	1	0,73		0,73	3	3				1	1		1	1	0,76
	rCa <sup>2+</sup> / rMg <sup>2+</sup>	1	1	0,2	1	1		1	1	0,08		0,08	3	3				1	1		1	1	0,21
	rCl <sup>-</sup> Na <sup>+</sup> / rMg <sup>2+</sup>	1	1	0,61	1	1		1	1	0,79		0,79	3	3				1	1		1	1	0,89
Тип воды по Сулину		XM			XK			XM-XK				XK				XK			XM				

Продолжение таблицы 2.3.6

Горизонт		Ю-V-A			Ю-V-B-1 + Ю-VI-A-1				Ю-VI-B-3			Ю-VII-A-1			Ю-VII-B-1		
Наименование		скв	проб	Среднее значение	скв	проб	Диапазон изменения	Среднее значение	скв	проб	Среднее значение	скв	проб	Среднее значение	скв	проб	Среднее значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>		1	1	1,063	1	1	1,0643		1	1	1,107	1	1	1,0658	1	1	1,064
Общая минерализация, мг/л		1	1	99075	1	1	101881		1	1	155490	1	1	103907	1	1	86088,5
Жесткость воды, мг-экв/л		1	1	294,7	1	1	283		1	1	477,5	1	1	348,8	1	1	490
pH		1	1	5,67	1	1	6,58		1	1	7,3	1	1	6,67	1	1	5,68
Содержание компонентов, мг/л	Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	1	1	33454	1	1	34987		1	1	51382,5	1	1	34452	1	1	23804,3
	Ca <sup>2+</sup>	1	1	4548,7	1	1	3511,8		1	1	3156,3	1	1	4387,2	1	1	1628,2
	Mg <sup>2+</sup>	1	1	817,2	1	1	1304,6		1	1	3891,2	1	1	1573,2	1	1	4970,4
	Cl <sup>-</sup>	1	1	59010	1	1	60950		1	1	93525	1	1	62814	1	1	49734,9
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	1	1	806,5	1	1	666,6		1	1	3461,5	1	1	288	1	1	5508,3
	HCO <sup>3-</sup>	1	1	438,8	1	1	460,6		1	1	73,2	1	1	392,7	1	1	441,2
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	1	1	отм	1	1	отс		1	1	отс	1	1	отс	1	1	
	CO <sup>2</sup>	1	1	37	1	1	32,18		1	1	17,6	1	1	11,31	1	1	
	H <sub>2</sub> S	1	1	отс	1	1	отс		1	1	отс	1	1	отс	1	1	
Козфф. мета-морф.	rNa <sup>+</sup> / rCl <sup>-</sup>				1	1	-		1	1	0,85	1	1		1	1	0,74
	rCa <sup>2+</sup> / rMg <sup>2+</sup>				1	1	-		1	1	0,49	1	1		1	1	0,2
	rCl <sup>-</sup> Na <sup>+</sup> / rMg <sup>2+</sup>				1	1	-		1	1	1,26	1	1		1	1	0,9
Тип воды по Сулину		XK			XK				XK			XK			XM		

## 2.4 Физико-гидродинамические характеристики

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

Лабораторные исследования, направленные на изучение смачиваемости и коэффициента вытеснения, на керновом материале месторождения Сарыбулак Юго-Западный не проводились. Ниже приведена информация о величинах Квыт и смачиваемости, определенных на керне месторождения Арыское (месторождение-аналог).

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

**Таблица 2.4.1 - Виды специальных исследований, проведенных на керне**

Вид исследования	№№ скважин	Компания, проводившая анализ	Количество образцов
Относительная фазовая проницаемость методом центрифугирования, образец	ЮЗС-102	ТОО «Везерфорд-КЭР» (июль 2018г)	5
Относительная фазовая проницаемость методом центрифугирования, образец	ЮЗС-103	ТОО «Стратум-КЭР» (ноябрь 2019г)	2
Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны, образец	ЮЗС-101	ТОО «Везерфорд-КЭР» (декабрь 2018г)	11
Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны, образец	ЮЗС-102,	ТОО «Стратум-КЭР» (июль 2019г)	15
Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны, образец	ЮЗС-103	ТОО «Стратум-КЭР» (ноябрь 2019г)	15
Коэффициент вытеснения, относительная проницаемость в системе газ-нефть, образец	40, СП-4, СП-5	«Petro China»	12
Коэффициент вытеснения, относительная проницаемость в системе вода-нефть, образец			8
Смачиваемость, образец			11

**Относительная фазовая проницаемость.** Для изучения характеристики относительных движений двух фазовых флюидов с вытеснением нефти водой в неустановившемся режиме выполнены эксперименты на 5 образцах из скважины ЮЗС-102 и 2 образцах из скважины ЮЗС-103. Полученные результаты представлены в таблице 2.4.2, кривая относительной проницаемости – на рисунках 2.4.1, 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Результаты измерений относительной фазовой проницаемости в системе вода-нефть

№ скважины	№ образца	Глубина, м	Стратиграфия	Горизонт	Пористость, доли ед.	Кпр, $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Кво, доли ед.	Кно, доли ед.	Проницаемость по нефти (Ko), $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по воде (Kw), $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>
102	6ds	2027,8	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	0,14	0,184	0,52	0,17	0,05	0,01
102	12	2029,79	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	0,07	0,026	0,91	0,03	0,015	0,002
102	15ds	2030,53	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	0,14	0,29	0,43	0,15	0,07	0,018
102	19ds	2031,75	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	0,14	0,259	0,41	0,1	0,08	0,018
102	23	2032,97	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	0,12	0,181	0,47	0,11	0,1	0,031
103	34ds	2182,22	J <sub>2</sub> kr	Ю-IV-A-2	0,19	23,302	0,46	0,24	14,43	3,571
103	36ds	2182,94	J <sub>2</sub> kr	Ю-IV-A-2	0,17	8,61	0,48	0,18	3,888	0,678

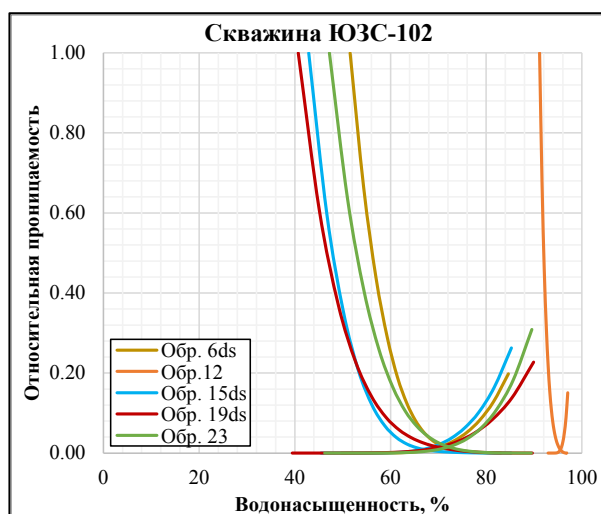


Рис.2.4.1- Результаты ОФП на образцах керна из скважины ЮЗС-102

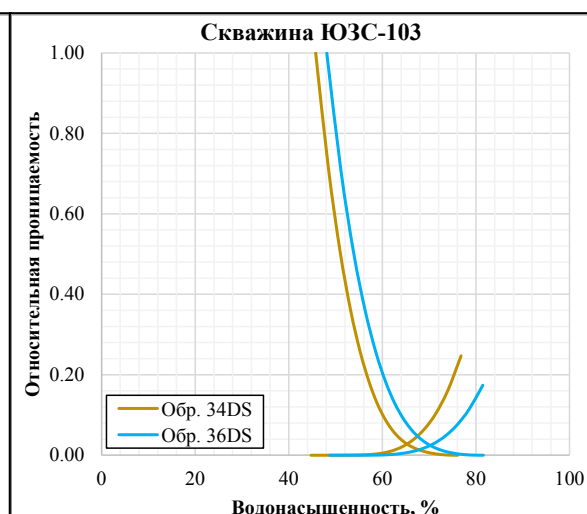


Рис.2.4.2- Результаты ОФП на образцах керна из скважины ЮЗС-103

Все образцы из скважины ЮЗС-102 имеют проницаемость по газу ниже граничного значения  $1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, что объясняет низкие значения проницаемости по нефти и воде. Из всех проанализированных образцов образец №12 отличается худшими фильтрационно-емкостными свойствами, что влечет за собой высокое значение остаточной водонасыщенности и проницаемостей Ko, Kw.

В скважине ЮЗС-103 проанализированы кондиционные образцы с пористостью 0,17-0,19 доли ед., проницаемостью  $8,61-23,302 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> имеют остаточную водонасыщенность 0,46-0,48 доли ед., остаточную нефтенасыщенность – 0,18-0,24 доли ед.

### *Измерение капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны*

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

Данные вид исследования выполнен на 11 образцах из скважины ЮЗС-101, на 15 образцах из скважины ЮЗС-102, на 15 образцах из скважины ЮЗС-103. В процессе проведения эксперимента водонасыщенность рассчитывалась измерением объема воды замещенного в образце керна при разных значениях капиллярного давления.

Результаты приведены в таблице 2.4.3 и на рисунке 2.4.3.

**Таблица 2.4.3 - Результаты измерения капиллярного давления и водонасыщенности**

№ скв	№№ образца	Глубина, м	Стратиграфия	Горизонт	Литоология	Кп, доли ед.	Кпр, $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Водонасыщенность при $P_c$ max=1,4 МПа, доли ед.
101	1ds	2130,15	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,118	0,171	0,711
101	3	2130,72	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник глинистый	0,099	0,081	0,773
101	4ds	2131,05	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник глинистый	0,081	0,155	0,98
101	6	2131,57	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник глинистый	0,088	0,072	0,821
101	10	2132,94	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Аргиллит алевроитистый	0,078	0,165	0,93
101	12 *	2133,68	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник алевроитистый	0,076	5,346	0,935
101	13	2133,83	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник алевроитистый	0,075	0,067	0,908
101	14ds	2134,16	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник алевроитистый	0,078	0,076	0,911
101	15 *	2134,61	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Алевролит	0,064	4,096	0,948
101	16	2134,86	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,063	0,044	0,853
101	17ds	2135,29	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,077	0,054	0,981
102	1ds	2026,22	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,095	0,112	0,681
102	3ds	2026,87	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,123	0,18	0,579
102	4ds	2027,32	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,094	0,087	0,689
102	7ds	2028,04	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,14	0,268	0,568
102	8ds	2028,29	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,135	0,238	0,567
102	10ds	2029,22	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,125	0,225	0,601
102	11ds	2029,45	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,111	0,143	0,65
102	13ds	2029,92	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,11	0,15	0,648
102	18ds	2031,48	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,057	0,056	0,991
102	21	2032,4	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,123	0,195	0,812
102	22ds	2032,69	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,128	0,239	0,604
102	25ds	2033,59	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,118	0,197	0,757
102	26	2033,88	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,115	0,16	0,872
102	27	2034	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,087	0,109	0,842
102	28	2034,29	J <sub>3</sub> km	Ю-III-2	Песчаник	0,114	0,157	0,681
103	2ds	1824,27	J <sub>3</sub> km	Ю-П	Песчаник алевроитовый	0,177	0,896	0,472
103	3ds	1824,42	J <sub>3</sub> km	Ю-П	Песчаник алевроитовый	0,151	0,868	0,43
103	4ds	1824,89	J <sub>3</sub> km	Ю-П	Песчаник алевроитовый	0,157	0,98	0,468
103	5ds	1825,06	J <sub>3</sub> km	Ю-П	Песчаник алевроитовый	0,157	0,671	0,493
103	14ds	1980,15	J <sub>3</sub> km	Ю-III-1	Песчаник	0,154	0,797	0,521
103	17ds	1981,03	J <sub>3</sub> km	Ю-III-1	Песчаник	0,153	0,819	0,541
103	18ds	1981,26	J <sub>3</sub> km	Ю-III-1	Песчаник	0,161	0,758	0,546
103	19ds	1981,63	J <sub>3</sub> km	Ю-III-1	Песчаник	0,159	0,884	0,532
103*	23ds	1982,82	J <sub>3</sub> km	Ю-III-1	Алевролит	0,129	1,03	0,824
103	24ds	1983	J <sub>3</sub> km	Ю-III-1	Песчаник	0,153	0,622	0,368
103	25ds	1983,48	J <sub>3</sub> km	Ю-III-1	Песчаник	0,141	0,536	0,569
103	30ds	1984,99	J <sub>3</sub> km	Ю-III-1	Песчаник	0,154	0,763	0,583
103*	33ds	2182,07	J <sub>2</sub> kr	Ю-IV-A-2	Песчаник	0,159	9,267	0,346
103*	37ds	2183,15	J <sub>2</sub> kr	Ю-IV-A-2	Песчаник	0,173	1,417	0,535
103*	38ds	2183,35	J <sub>2</sub> kr	Ю-IV-A-2	Песчаник	0,173	2,356	0,371

\*кондиционные образцы ( $Kn^{cp}=10\%$ ,  $Knp^{cp}=1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>)

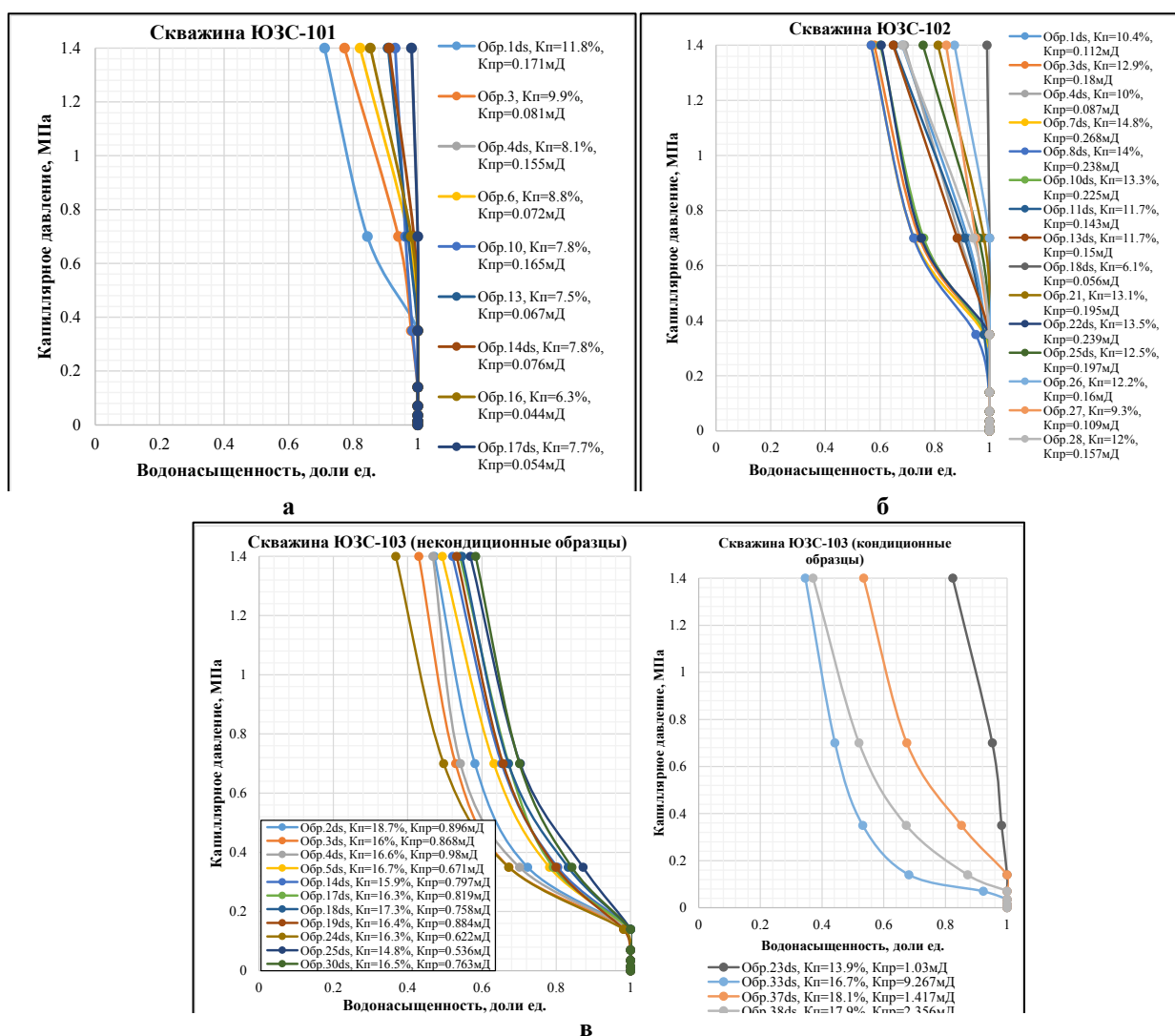


Рис.2.4.3- Зависимость водонасыщенности от капиллярного давления по образцам из скважин а) ЮЗС-101, б) ЮЗС-102 и в) ЮЗС-103

Как видно из графиков и таблицы, некоторые образцы имеют высокую остаточную водонасыщенность (0,65-0,99 доли ед), что связано с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород. Наименьшими значениями Кво обладают образцы с высокой проницаемостью. Из 41 проанализированных образцов четыре являются кондиционными (скв. ЮЗС-103), обладая пористостью и проницаемостью выше установленных граничных значений ( $K_{п}^{гр}=10\%$ ,  $K_{пр}^{гр}=1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответственно), однако остаточная водонасыщенность одного из образцов является аномально высокой (0,824 доли ед), что связано с его гранулометрическим составом (порода содержит большую долю алевроитовой и пелитовой фракции).

По остальным трем кондиционным образцам из скважины ЮЗС-103, которые имеют пористость от 0,159 до 0,173 доли ед. и проницаемость от 1,417 до  $9,267 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, получена остаточная водонасыщенность с интервалом изменения 0,346-0,535 доли ед. и средним значением 0,417 доли ед.

**Смачиваемость (м/р Арысское).** Для проведения исследования смачиваемости по Амотту в меловых отложениях взяты один образец (скв.40) и 2 образца из скв. СП-4, по юрскому горизонту 4 образца из скважины № 40 и 4 образца из СП-5. Результаты исследования приведены в таблице 2.4.4.

**Таблица 2.4.4 - Смачиваемость пород по методу Аммота, м/р Арысское**

Горизонт	мел			юра							
Скважина	40 (ОУ)	СП-4 (ВУ)		40 (ОУ)				СП-5 (ВУ)			
Образец	1-044	1-003	1-008	2-003	6-005	6-009	6-043	1-010	1-022	1-050	1-078
Глубина (м)	1131,59	965,15	967,63	1322,3	1363,35	1363,77	1367	1127,82	1129,14	1131,2	1133,43
Газопроницаемость (мД)	4,88	740	45	1319	1473	1472	737	2016	3028	689	1886
Пористость (%)	9,3	22,7	17,2	31,9	29,8	29,9	30,2	31,2	30,8	31,1	29,7
Коэффициент смачиваемости воды	0,896	0,976	0,658	0,459	0,972	0,995	0,574	0,537	0,449	0,886	0,429
Коэффициент смачиваемости нефти	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,07	0	0,053	0,000	0,000	0,000
Индекс относительного смещения Аммота	0,896	0,976	0,658	0,459	0,972	0,925	0,574	0,484	0,449	0,886	0,429
Смачиваемость	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный	гидрофильный

Результаты исследований, приведенные в таблице, свидетельствуют о гидрофильности исследованных образцов меловых и юрских горизонтов.

**Коэффициент вытеснения, относительная проницаемость в системах газ-нефть и вода-нефть (месторождение Арысское).**

*Вода-нефть.* По результатам исследования относительной проницаемости, проведенного на 4 образцах керна из меловых отложений скважин №40 и СП-4, остаточная водонасыщенность меняется от 0,292 до 0,461 доли ед., в среднем составляя 0,394 доли ед., остаточная нефтенасыщенность меняется в интервале 0,168 – 0,486 доли ед., среднее значение 0,305 доли ед. Интервал изменения коэффициента вытеснения нефти 0,313 – 0,689 доли ед. Среднее значение коэффициента вытеснения равно 0,51 доли ед. (таблица 2.4.5; рис.2.4.4-2.4.5).

В отложениях юрских горизонтов согласно анализам 4 образцов скважины СП-5 остаточная водонасыщенность варьирует в диапазоне от 0,333 до 0,443 доли ед. В среднем составляя 0,3955 доли ед., остаточная нефтенасыщенность меняется от 0,136 до 0,257 доли ед., среднее значение равно 0,204 доли ед. Коэффициент вытеснения нефти в среднем составляет 0,66 доли ед. и меняется от 0,54 до 0,79 доли ед.

Таблица 2.4.5 – Относительная проницаемость в системах вода-нефть (м/р Арысское)

№ скважины	№ образцов	Газопроницаемость, мД	Пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость нефти при водонасыщенности мД	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Относительная водопроницаемость, мД	Коэффициент вытеснения, доли ед.
<b>меловые отложения</b>								
40	1-010	210	0,247	0,372	61	0,292	0,258	0,533
	1-036	85	0,143	0,449	27,3	0,273	0,203	0,504
СП-4	1-005	368	0,215	0,292	252	0,486	0,383	0,313
	3-001	311	0,162	0,461	274	0,168	0,329	0,689
<b>юрские отложения</b>								
СП-5	1-017	5923	0,332	0,333	2040	0,214	0,387	0,679
	1-037	4916	0,327	0,343	1801	0,136	0,223	0,793
	1-045	1062	0,309	0,463	456	0,21	0,217	0,608
	1-062	864	0,311	0,443	189	0,257	0,075	0,539

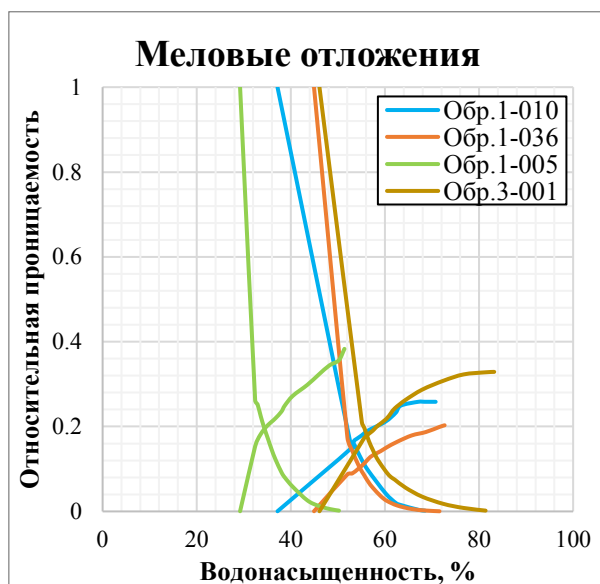


Рис.2.4.4 - Кривые относительной проницаемости системы нефть-вода (мел)

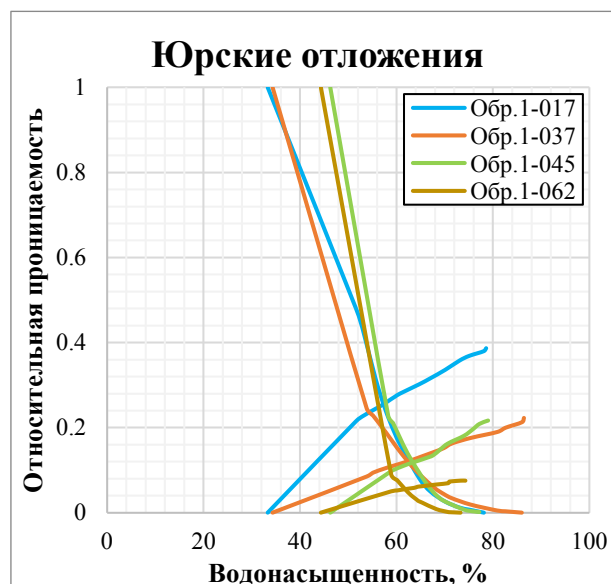


Рис.2.4.5 - Кривые относительной проницаемости системы нефть-вода (юра)

*Газ-нефть.* В меловых отложениях по 4 образцам керна остаточная водонасыщенность меняется в пределах 0,292 – 0,461 доли ед., в среднем составляя 0,394 доли ед., остаточная нефтенасыщенность меняется в интервале 0,208 – 0,371 доли ед., среднее значение равно 0,281 доли ед. В юрских отложениях по 8 образцам керна остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 0,325-0,463 доли ед., остаточная нефтенасыщенность изменяется в пределах 0,205-0,28 доли ед. (рис.2.4.6-2.4.7).

Среднее значение коэффициента вытеснения нефти в меловых и юрских отложениях равны 0,538 доли ед. и 0,586 доли ед. соответственно (таблица 2.4.6).



Таблица 2.4.6 - Относительная проницаемость в системах газ-нефть

№ скважины	№ образцов	Газопроницаемость, мД	Пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость нефти при водонасыщенности мД	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Относительная водопроницаемость, мД	Коэффициент вытеснения, доли ед.
<b>мел</b>								
40	1-010	210	0.247	0.372	68.3	0.217	0.969	0.655
	1-036	85	0.143	0.449	28.2	0.327	0.951	0.407
СП-4	1-005	368	0.215	0.292	246	0.371	0.65	0.476
	3-001	311	0.162	0.461	265	0.208	0.807	0.614
<b>юра</b>								
40	2-004	286	0.308	0.45	129	0.229	0.92	0.584
	6-002	878	0.302	0.429	383	0.227	0.474	0.603
	6-021	1406	0.312	0.325	803	0.241	0.887	0.643
	6-033	1330	0.316	0.391	712	0.205	0.571	0.663
СП-5	1-017	5923	0.332	0.333	3834	0.28	0.446	0.58
	1-037	4916	0.327	0.343	3621	0.274	0.35	0.583
	1-045	1062	0.309	0.463	419	0.22	0.611	0.59
	1-062	864	0.311	0.443	135	0.25	0.747	0.552

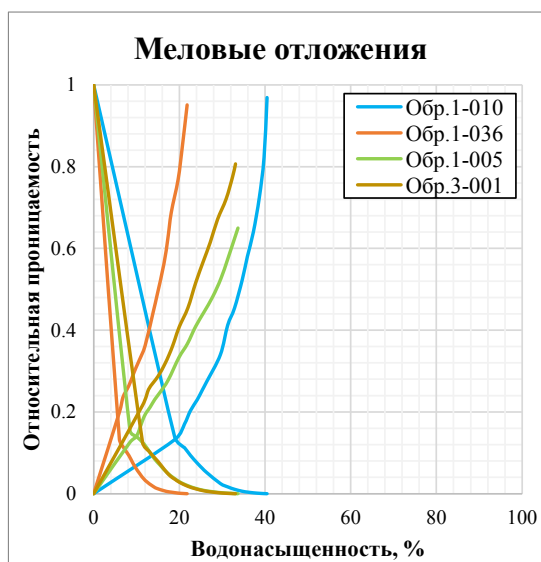


Рис.2.4.6 - Относительная проницаемость в системе газ-нефть (мел)

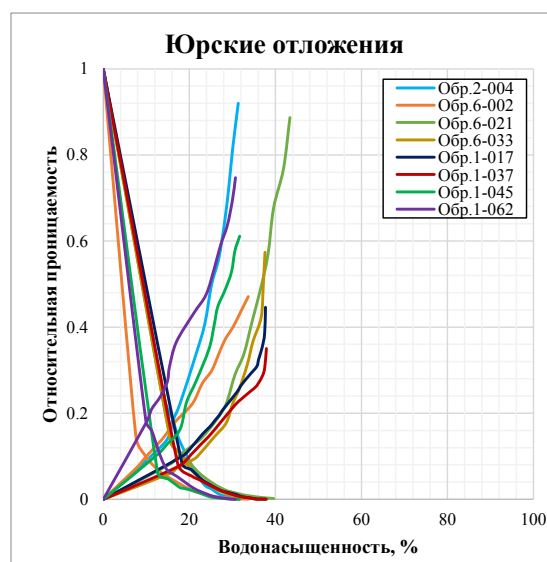


Рис.2.4.7 - Относительная проницаемость в системе газ-нефть (юра)

Исследование показало, что среднее значение коэффициента вытеснения в системе газ-нефть больше, чем в системе вода-нефть.

В таблице 2.4.7 приводится характеристика вытеснения нефти по зонам продуктивного пласта и горизонтам.

Таблица 2.4.7 - Сравнение характеристик вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивных горизонтов

Зона	Наименование горизонтов	Наименование величин	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	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
Меловые отложения									
ГНЗ	М-I	Количество определений	2	2	-	2	2	2	2
		Среднее значение	147,5	0,41	-	0,28	0,52	0,0012	0,118
		Интервал изменения	85-210	0,37-0,45	-	0,27-0,29	0,5-0,53	0,002-0,0024	0,087-0,149
ЧНЗ	М-I-1	Количество определений	2	2	-	2	2	2	2
		Среднее значение	339,5	0,38	-	0,33	0,5	0,002	0,158
		Интервал изменения	311-368	0,29-0,46	-	0,17-0,49	0,31-0,69	-	0,153-0,164
Юрские отложения									
ЧНЗ	Ю-0-А	Количество определений	4	4	-	4	4	4	4
		Среднее значение	3191,25	0,395	-	0,2	0,65	0,001	0,11
		Интервал изменения	864-5923	0,33-0,46	-	0,14-0,26	0,54-0,79	0,00014-0,0016	0,05-0,215
	Ю-III-2	Количество определений	5	5	-	5	5	5	5
		Среднее значение	0,188	0,55	-	0,112	0,73	6,93E-07	1,75E-11
		Интервал изменения	0,026-0,29	0,41-0,91	-	0,03-0,17	0,65-0,83	9,45E-09-2,37E-06	6,38E-11-8,73E-11
	Ю-IV-А-2	Количество определений	2	2	-	2	2	2	2
		Среднее значение	15,97	0,47	-	0,21	0,6	2,08E-06	2,76E-11
		Интервал изменения	8,61-23,302	0,46-0,48	-	0,18-0,24	0,56-0,65	1,53E-06-2,63E-06	1,07E-11-4,45E-11

## 2.5 Запасы нефти и газа

Последняя оценка запасов УВ по месторождению был выполнен в 2019г в рамках отчета «Подсчет запасов нефти, газа, конденсата месторождения Юго-Западный Сарыбулак Кызылординской области РК» (протокол ГКЗ РК №2056-19-У от 12.06.2019г.).

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти, конденсата, свободного и растворенного газа по месторождению составили:

Категория	Свободный газ, млн.м <sup>3</sup>		Конденсат, тыс.т
	геологические	извлекаемые	геологические
C <sub>1</sub>	676	502	103
C <sub>2</sub>	706	523	96

Категория	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн.м <sup>3</sup>	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
C <sub>1</sub>	6172	1121	674	127
C <sub>2</sub>	3785	530	599	86

Соотношение геологических запасов нефти по категории C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> составляет 62%/38%.

После ПР\_2019г была пробурена скв. ЮЗС-103 которая по данным ГИС и испытания позволила уточнить геологическое строение месторождения и площадь развития коллекторов вскрытых продуктивных горизонтов.

В пробуренной скважине ЮЗС-103 был отобран керн (вынос 21,95м) с проведением стандартных и специальных анализов, проведен полный комплекс ГИС и испытание горизонта Ю-IV с получением промышленного притока нефти. Кроме того, после ПЗ-2019г на имеющихся образцах керна из ранее пробуренной скважины ЮЗС-102 были выполнены специальные исследования.

Флюидальная модель после ПР\_2019г дополнены пробами нефти из скв. ЮЗС-101, ЮЗС-102 и ЮЗС-103.

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов газа и конденсата месторождения Юго-Западный Сарыбулак

Горизонт, пласт	Место положение	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м2	Средневзвеш. эффект. нефтенасыщ. толщина. м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м3	Кэф. откр. Пористости, д.ед.	Кэф. нефтенасыщен.. д.ед.	Пластовое давление. Мпа		Поправка на откл. от зак.Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Кэфф. перевода технич. атмосфер в физические	Запасы пластового газа, млн.м3	Кэфф. перевода запасов на сухой газ	Запасы сухого газа. млн.м3	Кэфф. извлечение газа. д.ед.	Начальн. извлекаемые запасы газа. тыс.г	Потенц. содержание стабильного конденсата. г/м³	Начальн. геологич. запасы конденсата. тыс.г
									начальное	конечное	начальное	конечное									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	19	20
Ю-ВБ-3	(р-н скв ЮЗС-1)	C2	ЧГ	1618,8	1,09	1768,8	0,17	0,81	24,98	0,1	1,16	1	0,788	9,68	54	0,95	51	0,8	41		
		C2	ГВ	275	1,36	375,0	0,17	0,81	24,98	0,1	1,16	1	0,788	9,68	11	0,95	10	0,8	8		
Итого по Ю-ВБ-3		C2		1894	1,13	2144									65		61		49		
Ю-VB-1	(р-н скв ЮЗС-1)	C1	ЧГ	356,3	0,60	213,8	0,12	0,79	31,07	0,1	1,06	1	0,761	9,68	5	0,95	5	0,8	4		
		C1	ГВ	50	0,60	30,0	0,12	0,79	31,07	0,1	1,06	1	0,761	9,68	1	0,95	1	0,8	1		
		C2	ЧГ	912,5	0,60	547,5	0,12	0,79	31,07	0,1	1,06	1	0,761	9,68	13	0,95	12	0,8	10		
		C2	ГВ	87,5	0,60	52,5	0,12	0,79	31,07	0,1	1,06	1	0,761	9,68	1	0,95	1	0,8	1		
Итого по Ю-VB-1		C1		406	0,60	244									6		6		5		
		C2		1000	0,60	600										14		13		10	
Ю-VB-2	(р-н скв ЮЗС-1)	C2	ЧГ	1125	3,19	3593,8	0,11	0,83	35,94	0,1	1,05	1	0,76	9,68	91	0,95	86	0,8	69		
		C2	ГВ	287,5	2,90	832,5	0,11	0,83	35,94	0,1	1,05	1	0,76	9,68	21	0,95	20	0,8	16		
Итого по Ю-VB-2		C2		1413	3,13	4426									112		106		85		
Ю-VB-3	(р-н скв ЮЗС-1)	C2	ЧГ	1087,5	3,11	3386,3	0,12	0,81	36,34	0,1	0,99	1	0,756	9,68	86	0,95	82	0,8	66		
		C2	ГВ	250	3,14	783,8	0,12	0,81	36,34	0,1	0,99	1	0,756	9,68	20	0,95	19	0,8	15		
Итого по Ю-VB-3		C2		1337,5	3,12	4170									106		101		81		
Итого по Ю-V		C1				244									6		6		5		
		C2				11340									297		281		225		
Ю-VI-A-1	(р-н скв ЮЗС-4,10)	C1	ЧГ	893,8	6,31	5638,1	0,14	0,64	25,7	0,1	1,18	1	0,824	9,68	122	0,95	116	0,8	93		
		C1	ГВ	387,5	3,62	1403,8	0,14	0,64	25,7	0,1	1,18	1	0,824	9,68	30	0,95	29	0,8	23		
Итого по Ю-VI-A-1		C1		1281	5,50	7042									152		145		116		
Ю-VI-B-1	(р-н скв ЮЗС-5)	C1	ЧГ	1837,5	3,44	6324,4	0,13	0,72	27	0,1	1,15	1	0,815	9,68	145	0,95	138	0,8	110	324,76	47
		C1	ГВ	171,3	2,98	511,3	0,13	0,72	27	0,1	1,15	1	0,815	9,68	12	0,95	11	0,8	9	324,76	4
		C1		2009	3,40	6836									157		149		119		51
	(р-н скв ЮЗС-4, 10)	C2	ЧГ	928,1	11,19	10383,8	0,12	0,5	27	0,1	1,15	1	0,815	9,68	152	0,95	144	0,8	115	324,76	49
		C2	ГВ	59,4	7,19	426,9	0,12	0,5	27	0,1	1,15	1	0,815	9,68	6	0,95	6	0,8	5	324,76	2
		C2		988	10,95	10811									158		150		120		51
Итого по Ю-VI-B-1		C1		2009	3,40	6836								157		149		119		51	
		157		988	10,95	10811								158		150		120		51	
Ю-VI-B-1	(р-н скв ЮЗС-11)	C1	ЧГ	406,3	4,34	1762,5	0,15	0,72	27,3	0,1	1,15	1	0,813	9,68	47	0,93	44	0,8	35		
		C1	ГВ	26,3	2,68	70,6	0,15	0,72	27,3	0,1	1,15	1	0,813	9,68	2	0,93	2	0,8	2		
Итого по Ю-VI-B-1		C1		432,6	4,24	1833									49		46		37		
Итого по Ю-VI		C1				15710,7									358,0		340,0		272,0		51
		C2				10810,7									158,0		150,0		120,0		51
Ю-VIIБ-1	(р-н скв ЮЗС-65)	C1	ЧГ	106	14,82	1575,6	0,15	0,77	22,98	0,1	1,23	1	0,811	9,68	40	0,93	37	0,8	30	330,13	13
		C1	ГВ	263	7,47	1961,3	0,15	0,77	22,98	0,1	1,23	1	0,811	9,68	50	0,93	47	0,8	38	330,13	17
		C2	ЧГ	106	14,82	1575,6	0,15	0,77	22,98	0,1	1,23	1	0,811	9,68	40	0,93	37	0,8	30	330,13	13
		C2	ГВ	200	4,50	900,0	0,15	0,77	22,98	0,1	1,23	1	0,811	9,68	23	0,93	21	0,8	17	330,13	8
Итого по Ю-VIIБ-1		C1		369	9,59	3537									90		84		67		30
		C2		306	8,08	2476									63		58		46		21

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	19	20
Ю-VIIIБ-2	(р-н скв ЮЗС-31)	C2	ЧГ	94	0,95	89,1	0,16	0,8	35,4	0,1	1,01	1	0,786	9,68	3	0,93	3	0,8	2		
		C2	ГВ	31	0,95	29,7	0,16	0,8	35,4	0,1	1,01	1	0,786	9,68	1	0,93	1	0,8	1		
		C2		125	0,95	119									4		4		3		
	(р-н скв ЮЗС-6)	C2	ГВ	231,3	3,61	835,6	0,14	0,76	35,4	0,1	1,01	1	0,786	9,68	24	0,93	22	0,8	18		
		C2	ГВ	212,5	4,45	945,6	0,14	0,76	35,4	0,1	1,01	1	0,786	9,68	27	0,93	25	0,8	20		
		C2		444	4,01	1781									51		47		38		
	(р-н скв ЮЗС-10,4)	C1	ЧГ	250	8,03	2002,5	0,12	0,79	35,4	0,1	1,01	1	0,786	9,68	51	0,93	47	0,8	38		
		C1	ГН	101	11,37	1151,9	0,12	0,79	35,4	0,1	1,01	1	0,786	9,68	30	0,93	28	0,8	22		
		C1	ГНВ	62	7,30	451,9	0,12	0,79	35,4	0,1	1,01	1	0,786	9,68	12	0,93	11	0,8	9		
		C1		413	8,74	3606									93		86		69		
Итого по Ю-VIIIБ-2		C1		413	8,74	3606								93		86		69			
		C2		569	3,34	1900								55		51		41			
Ю-VIIБ-3	(р-н скв ЮЗС-31)	C2	ГВ	162,5	0,90	146,3	0,18	0,74	23,1	0,1	1,28	1	0,841	9,68	5	0,93	5	0,8	4		
Итого по Ю-VIIБ-3		C2		163	0,90	146									5		5		4		
Ю-VIIIБ-1	(р-н скв ЮЗС-2)	C1	ЧГ	306,3	5,65	1730,3	0,2	0,74	24,4	0,1	1,22	1	0,807	9,68	59	0,86	51	0,8	41		
		C1	ГВ	87,5	3,83	334,7	0,2	0,74	24,4	0,1	1,22	1	0,807	9,68	11	0,86	9	0,8	7		
		C1		394	5,24	2065									70		60		48		
		C2	ГВ	93,8	4,92	461,3	0,2	0,74	24,4	0,1	1,22	1	0,807	9,68	16	0,86	14	0,8	11		
		C2	ГВ	75	2,91	218,4	0,2	0,74	24,4	0,1	1,22	1	0,807	9,68	7	0,86	6	0,8	5		
		C2		169	4,03	680									23		20		16		
	(р-н скв ЮЗС-31)	C2	ГВ	2813	0,31	863,1	0,16	0,84	24,4	0,1	1,22	1	0,807	9,68	27	0,86	23	0,8	18		
		C2	ГВ	100	4,26	425,6	0,16	0,84	24,4	0,1	1,22	1	0,807	9,68	13	0,86	11	0,8	9		
		C2		2913		1288,7									40		34		27		
Итого по Ю-VIIIБ-1		C1		393,8	5,24	2065								70		60		48			
		C2		3082	0,64	1968								63		54		43			
Ю-VIIIБ-2	(р-н скв.ЮЗС-2)	C1	ЧГ	487,5	3,11	1517,2	0,17	0,7	28,3	0,1	1,14	1	0,806	9,68	45	0,86	39	0,8	31	370,9	17
		C1	ГВ	131,3	2,26	296,9	0,17	0,7	28,3	0,1	1,14	1	0,806	9,68	9	0,86	8	0,8	6	370,9	3
		C1		619	2,93	1814									54		47		38		20
	(р-н скв.ЮЗС-31)	C1	ЧГ	162,5	1,27	206,3	0,1	0,71	28,3	0,1	1,14	1	0,806	9,68	4	0,86	3	0,8	2	370,9	1
		C1	ГВ	62,5	1,28	80,0	0,1	0,71	28,3	0,1	1,14	1	0,806	9,68	1	0,86	1	0,8	1	370,9	0
		C1		225	1,27	286,25									5		4		3		2
	(р-н скв.ЮЗС-11)	C2	ЧГ	187,5	1,26	235,6	0,1	0,81	28,3	0,1	1,14	1	0,806	9,68	5	0,86	4	0,8	3	370,9	2
		C2	ГВ	156,3	1,31	204,4	0,1	0,81	28,3	0,1	1,14	1	0,806	9,68	4	0,86	3	0,8	2	370,9	1
		C2		344	1,28	440									9		7		6		3
	(р-н скв.ЮЗС-102)	C2	ЧГ	1368,8	2,00	2737,5	0,11	0,72	28,3	0,1	1,14	1	0,806	9,68	54	0,86	46	0,8	37	370,9	20
		C2	ГВ	62,5	1,80	112,5	0,11	0,72	28,3	0,1	1,14	1	0,806	9,68	2	0,86	2	0,8	2	370,9	1
		C2		1431	1,99	2850									56		48		38		21
Итого по Ю-VIIIБ-2		C1		843,8	2,49	2100,35								111	59		51		41		22
		C2		1775	1,85	3290								109	65		55		44		24
Итого по Ю-VII		C1				11308,6								170,00	312	192,00	281	89	225	136	52
		C2				9780,3								114,00	251	136,00	223	87	178	91	45
Всего по месторождению:		C1				27263									676		627		502		103
		C2				31931									706		654		523		96

Таблица 2.5.2 - Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Юго-Западный Сарыбулак

Горизонт, пласт	Район скважины	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности. тыс. м2	Средневзвеш. эффект. нефтенасыщ. толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород. тыс.м3	Коэф. откр. пористости. д.ед.	Коэф. нефтенасыщен.. д.ед.	Пересчетный коэффициент. д.ед.	Плотность нефти. 2.5.см3	Геологические запасы нефти. тыс.т	КИН. д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м3/т	Геолог. запасы растворенного газа. млн.м <sup>3</sup>	Извлек. запасы растворенного газа, млн.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Ю-I	(р-н скв ЮЗС-60, 102)	C1	ЧН	2268,8	9,09	20612,5	0,2	0,4	0,810	0,822	1098	0,090	99	78,6	86	8	
			ВН	268,8	2,47	662,5	0,2	0,4	0,810	0,822	35	0,090	3	78,6	3	0	
		C2	ЧН	87,5	10,43	912,5	0,2	0,4	0,810	0,822	49	0,068	3	78,6	4	0	
			ВН	293,8	5,96	1750,0	0,2	0,4	0,810	0,822	93	0,068	6	78,6	7	0	
Итого по Ю-I		C1		2538	8,38	21275					1133	0,09	102		89	8	
		C2		381	6,98	2663					142	0,063	9		11	0	
Ю-II	(р-н скв ЮЗС-2, 31)	C1	ЧН	1056	6,40	6762,5	0,16	0,42	0,810	0,822	303	0,165	50	78,6	24	4	
		C1	ВН	418,8	7,83	3279,7	0,16	0,42	0,810	0,822	147	0,165	24	78,6	12	2	
		C1		1475,1		10042,2					450,0		74,0		36,0	6,0	
	(р-н скв ЮЗС-102)	C1	ЧН	468,8	2,56	1201,6	0,16	0,43	0,810	0,822	55	0,245	13	78,6	4	1	
Итого по Ю-II		C1		1944	5,78	11244					505	0,172	87		40	7	
Ю-III-1	(р-н скв ЮЗС-2)	C1	ЧН	1012,5	2,80	2839,1	0,16	0,58	0,810	0,829	177	0,165	29	78,6	14	2	
		C1	ВН	162,5	2,23	362,5	0,16	0,58	0,810	0,829	23	0,165	4	78,6	2	0	
		C2	ЧН	1075,0	1,06	1137,5	0,16	0,58	0,810	0,829	71	0,124	9	78,6	6	1	
		C2	ВН	206,3	1,46	300,6	0,16	0,58	0,810	0,829	19	0,124	2	78,6	1	0	
		C1		1175	2,72	3202					200		33		16	2	
		C2		1281	1,12	1438					90		11		7	1	
	(р-н скв ЮЗС-12)	C1	ЧН	981,3	1,31	1281,3	0,13	0,45	0,810	0,829	50	0,217	11	78,6	4	1	
		C1	ВН	125,0	1,16	145,0	0,13	0,45	0,810	0,829	6	0,217	1	78,6	0	0	
		C1		1106	1,29	1426					56		12		4	1	
	(р-н скв ЮЗС-60,30,101)	C1	ЧН	1500,0	3,72	5576,3	0,13	0,47	0,810	0,829	229	0,166	38	78,6	18	3	
		C1	ВН	418,8	3,66	1531,9	0,13	0,47	0,810	0,829	63	0,166	10	78,6	5	1	
		C1		1919	3,70	7108					292		48		23	4	
		C2	ЧН	300,0	1,09	326,3	0,13	0,43	0,810	0,829	12	0,125	1	78,6	1	0	
		C2	ВН	81,3	1,16	94,4	0,13	0,43	0,810	0,829	4	0,125	0	78,6	0	0	
	Итого по Ю-III-1		C2		381,3	1,10	420,7					16		1		1	0
			C1		4200	2,79	11736					548	0,170	93		43	7
		C2		1663	1,12	1859					106	0,113	12		8	1	
Ю-III-2	(р-н скв ЮЗС-30-101)	C1	ЧН	6375,0	3,81	24269,7	0,12	0,52	0,810	0,829	1017	0,245	249	78,6	80	20	
		C1	ВН	568,8	4,32	1786,3	0,12	0,52	0,810	0,829	75	0,245	18	78,6	6	1	
		C2	ЧН	1431,3	2,21	3162,5	0,12	0,52	0,810	0,829	133	0,184	24	78,6	10	2	
		C1		6944	3,75	26056					1092		267		86	21	
		C2		1431	2,21	3163					133		24		10	2	
	(р-н скв ЮЗС-32, 4)	C1	ЧН	387,5	8,49	3290,3	0,13	0,48	0,810	0,829	138	0,164	23	78,6	11	2	
		C1	ВН	206,3	4,49	925,9	0,13	0,48	0,810	0,829	39	0,164	6	78,6	3	0	
		C2	ЧН	618,8	4,55	2812,5	0,13	0,48	0,810	0,829	118	0,123	15	78,6	9	1	
		C1		594	7,10	4216					177		29		14	2	
		C2		619	4,55	2813					118		15		9	1	
	(р-н скв ЮЗС-31)	C2	ЧН	450,0	0,60	270,0	0,11	0,52	0,810	0,829	10	0,123	1	78,6	1	0	
		C2	ВН	93,8	0,60	56,3	0,11	0,52	0,810	0,829	2	0,123	0	78,6	0	0	
		C2		544		326					12		1		1	0	
		C1		7538	4,02	30272					1269	0,233	296		100	23	
C2		2594	2,43	6301					263	0,152	40		20	3			
Итого по Ю-III		C1				42008					1817		389		143	30	
		C2				8160					369		52		28	4	

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-IVA-1	(р-н скв ЮЗС-60)	C1	ЧН	262,5	2	600,6	0,14	0,71	0,823	0,829	41	0,261	11	74,8	3	1
		C2	ЧН	206,3	1	256,3	0,14	0,71	0,823	0,829	17	0,195	3	74,8	1	0
	(р-н скв ЮЗС-4)	C1	ЧН	212,5	3,48	739,7	0,17	0,79	0,823	0,829	68	0,190	13	74,8	5	1
		C1	ВН	231,3	2,34	540,3	0,17	0,79	0,823	0,829	50	0,190	10	74,8	4	1
		C1		444	2,88	1280					118		23		9	2
	(р-н скв ЮЗС-102)	C1	ЧН	437,5	3,53	1543,8	0,19	0,79	0,823	0,829	158	0,143	23	74,8	12	2
	(р-н скв ЮЗС-31)	C1	ЧН	412,5	2,11	871,9	0,14	0,69	0,823	0,829	57	0,223	13	74,8	4	1
		C1	ВН	68,8	1,14	78,1	0,14	0,69	0,823	0,829	5	0,223	1	74,8	0	0
		C1		481	1,97	950					62		14		4	1
Итого по Ю-IVA-1		C1		1625	2,69	4374					379	0,187	71		28	6
		C2		206	1,24	256					17	0,176	3		1	0
Ю-IVA-2	(р-н скв ЮЗС-15,30,60,101)	C1	ЧН	1031,3	2,50	2575,0	0,13	0,78	0,823	0,829	178	0,221	39	74,8	13	3
		C1	ВН	150,0	2,25	337,5	0,13	0,78	0,823	0,829	23	0,221	5	74,8	2	0
		C2	ЧН	812,5	1,55	1262,5	0,13	0,78	0,823	0,829	87	0,165	14	74,8	7	1
		C2	ВН	106,3	1,00	106,3	0,13	0,78	0,823	0,829	7	0,165	1	74,8	1	0
Итого по Ю-IVA-2		C1		1181	2,47	2913					201	0,219	44		15	3
		C2		919	1,49	1369					94	0,160	15		8	1
Итого по Ю-IV		C1				7287					580		115		43	9
		C2				1625					111		18		9	1
Ю-VA	(р-н скв ЮЗС-4)	C2	ЧН	181,8	3,67	668,1	0,13	0,56	0,731	0,824	29	0,177	5	127,4	4	1
	(р-н скв ЮЗС-9)	C1	ЧН	181,3	3,72	673,8	0,22	0,64	0,731	0,824	57	0,236	13	127,4	7	2
Итого по Ю-VA		C1		181	3,72	674					57	0,228	13		7	2
		C2		182	3,67	668					29	0,172	5		4	1
Ю-VB-1	(р-н скв ЮЗС-4)	C1	ЧН	150,0	6,09	913,1	0,12	0,62	0,731	0,824	41	0,245	10	127,4	5	1
	(р-н скв ЮЗС-9)	C1	ЧН	150,0	2,96	443,4	0,2	0,46	0,731	0,824	25	0,213	5	127,4	3	1
Итого по Ю-VB-1		C1		300	4,52	1357					66	0,227	15		8	2
Ю-VB-2	(р-н скв ЮЗС-10)	C1	ЧН	975,0	4,08	3975,0	0,13	0,51	0,731	0,824	159	0,187	30	127,4	20	4
Итого по Ю-VB-2		C1		975	4,08	3975					159	0,189	30		20	4
Ю-VB-3	(р-н скв ЮЗС-10)	C2	ЧН	81,3	2,08	168,8	0,12	0,42	0,731	0,824	5	0,096	0	127,4	1	0
		C2	ВН	50,0	1,18	58,8	0,12	0,42	0,731	0,824	2	0,096	0	127,4	0	0
		C2		131	1,73	228					7		0		1	0
	(р-н скв ЮЗС-30)	C1	ЧН	300,0	2,56	768,8	0,14	0,85	0,731	0,824	55	0,128	7	127,4	7	1
		C1	ВН	112,5	1,78	200,0	0,14	0,85	0,731	0,824	14	0,128	2	127,4	2	0
		C1		413	2,35	969					69		9		9	1
		C2		131	1,73	228					7	0,000	0		1	0
Ю-VB-4	(р-н скв ЮЗС-30)	C2	ЧН	412,5	1,99	820,3	0,14	0,83	0,731	0,824	57	0,128	7	127,4	7	1
		C2	ВН	75,0	1,60	120,3	0,14	0,83	0,731	0,824	8	0,128	1	127,4	1	0
		C2		488	1,93	941					65		8		8	1
		C2	ЧН	2243,8	1,88	4209,7	0,14	0,83	0,731	0,824	295	0,128	38	127,4	38	5
	(р-н скв ЮЗС-13)	C2	ВН	487,5	1,28	622,5	0,14	0,83	0,731	0,824	44	0,128	6	127,4	6	1
		C2		2731	1,77	4832					339		44		44	6
		C1	ЧН	500	1,42	707,8	0,11	0,7	0,731	0,824	33	0,233	8	127,4	4	1
		C1	ВН	62,5	1,35	84,4	0,11	0,7	0,731	0,824	4	0,233	1	127,4	1	0
		C1		563	1,41	792					37		9		5	1
		C2		3219	1,79	5773					404	0,129	52		52	7
Ю-VB-1	(р-н скв. ЮЗС-14)	C1	ЧН	418,8	2,43	1019,1	0,11	0,73	0,731	0,824	49	0,188	9	127,4	6	1
		C1	ВН	18,8	1,99	37,5	0,11	0,73	0,731	0,824	2	0,188	0	127,4	0	0
		C2	ЧН	1006,3	2,00	2012,5	0,11	0,73	0,731	0,824	97	0,141	14	127,4	12	2
		C2	ВН	62,5	2,00	125,0	0,11	0,73	0,731	0,824	6	0,141	1	127,4	1	0
		C1		438	2,41	1057					51		9		6	1
		C2		1069	2,00	2138					103		15		13	2
	(р-н скв ЮЗС-3)	C1	ЧН	500,0	2,24	1118,1	0,12	0,75	0,731	0,824	61	0,270	16	127,4	8	2
		C1	ВН	50,0	2,53	126,3	0,12	0,75	0,731	0,824	7	0,270	2	127,4	1	0
		C1		550	2,26	1244					68		18		9	2
Итого по Ю-VB-1		C1		988	2,33	2301					119	0,227	27		15	3
		C2		1069	2,00	2138					103	0,146	15		13	2

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-VB-2	(р-н скв ЮЗС-12)	C1	ЧН	456,3	2,30	1050,0	0,11	0,65	0,731	0,824	45	0,190	9	127,4	6	1
		C1	ВН	37,5	2,00	75,0	0,11	0,65	0,731	0,824	3	0,190	1	127,4	0	0
Итого по Ю-VB-2		C1		494	2,28	1125					48	0,208	10		6	1
Ю-VB-3	(р-н скв ЮЗС-12)	C1	ЧН	281,3	2,69	757,5	0,12	0,81	0,731	0,824	44	0,341	15	127,4	6	2
		C1	ВН	37,5	2,00	75,0	0,12	0,81	0,731	0,824	4	0,341	1	127,4	1	0
		C2	ЧН	218,8	2,00	437,5	0,12	0,81	0,731	0,824	26	0,256	7	127,4	3	1
		C2	ВН	31,3	2,00	62,5	0,12	0,81	0,731	0,824	4	0,256	1	127,4	1	0
Итого по Ю-VB-3		C1		319	2,61	833					48	0,333	16		7	2
		C2		250	2,00	500					30	0,267	8		4	1
Итого по Ю-V		C1				12025					603		129		77	16
		C2				9306					573		80		74	11
Ю-VIA-1	(р-н скв ЮЗС-3,6)	C1	ЧН	1231,3	3,54	4362,5	0,15	0,87	0,442	0,811	204	0,198	40	127,4	26	5
	(р-н скв 30)	C1	ЧН	406,3	5,42	2202,5	0,12	0,8	0,442	0,811	76	0,232	18	127,4	10	2
	(р-н скв ЮЗС-1)	C2	ЧН	1306,3	1,20	1567,5	0,1	0,8	0,442	0,811	45	0,174	8	127,4	6	1
		C2	ВН	212,5	1,20	255,0	0,1	0,8	0,442	0,811	7	0,174	1	127,4	1	0
	(р-н скв ЮЗС-5)	C2		1519	1,20	1823					52		9		7	1
		C2	ЧН	2381,3	3,25	7738,1	0,14	0,6	0,442	0,811	233	0,174	40	127,4	30	5
		C2	ВН	656,3	2,97	1951,9	0,14	0,6	0,442	0,811	59	0,174	10	127,4	8	1
		C2		3038	3,19	9690					292		50		38	6
Итого по Ю-VIA-1		C1		1638	4,01	6565					280	0,207	58		36	7
		C2		4556	2,53	11513					344	0,172	59		45	7
Ю-VIA-2	(р-н скв ЮЗС-15)	C1	ЧН	112,5	4,73	531,9	0,1	0,81	0,442	0,811	15	0,373	6	127,4	2	1
		C1	ВН	56,3	3,83	215,9	0,1	0,81	0,442	0,811	6	0,373	2	127,4	1	0
Итого по Ю-VIA-2		C1		169	4,43	748					21	0,381	8		3	1
Ю-VIB-1	(р-н скв ЮЗС-1)	C2	ЧН	3062,5	5,97	18275,0	0,13	0,79	0,442	0,811	673	0,132	89	127,4	86	11
		C2	ВН	243,8	3,23	787,5	0,13	0,79	0,442	0,811	29	0,132	4	127,4	4	1
	(р-н скв ЮЗС-3,6)	C1	ЧН	1337,5	7,81	10442,2	0,13	0,76	0,442	0,811	370	0,176	65	127,4	47	8
		C2	ЧН	1806,3	4,08	7362,5	0,13	0,76	0,442	0,811	261	0,132	34	127,4	33	4
		C2	ВН	243,8	3,33	812,5	0,13	0,76	0,442	0,811	29	0,132	4	127,4	4	1
		C1		1338	7,81	10442					370		65		47	8
	C2		2050	3,99	8175					290		38		37	5	
	(р-н скв ЮЗС-7)	C2	ВН	437,5	5,10	2231,3	0,14	0,81	0,442	0,811	91	0,204	19	127,4	12	2
	(р-н скв ЮЗС-15)	C1	ЧН	106,3	2,90	307,8	0,11	0,79	0,442	0,811	10	0,272	3	127,4	1	0
			ВН	118,8	2,96	351,9	0,11	0,79	0,442	0,811	11	0,272	3	127,4	1	0
Итого по Ю-VIB-1		C1		1562,6	7,10	11101,9					391,0	0,182	71,0		49,0	8,0
		C2		5793,9	5,09	29468,8					1083,0	0,139	150,0		139,0	19,0
Ю-VIB-2	(р-н скв ЮЗС-3,6)	C1	ЧН	912,5	12,70	11589,4	0,14	0,83	0,442	0,811	483	0,166	80	127,4	62	10
		C1	ВН	75,0	7,00	525,0	0,14	0,83	0,442	0,811	22	0,166	4	127,4	3	1
		C2	ЧН	1543,8	5,47	8437,5	0,14	0,83	0,442	0,811	351	0,125	44	127,4	45	6
		C2	ВН	93,8	4,40	412,5	0,14	0,83	0,442	0,811	17	0,125	2	127,4	2	0
	(р-н скв ЮЗС-15)	C1	ЧН	81,3	3,52	286,3	0,1	0,8	0,442	0,811	8	0,316	3	127,4	1	0
			ВН	68,8	2,60	178,8	0,1	0,8	0,442	0,811	5	0,316	2	127,4	1	0
Итого по Ю-VIB-2		C1		1138	11,06	12580					518	0,172	89		67	11
		C2		1638	5,40	8850					368	0,125	46		47	6
Ю-VIB-3	(р-н скв ЮЗС-6,3)	C2	ЧН	2312,5	2,80	6472,5	0,11	0,74	0,442	0,811	189	0,125	24	127,4	24	3
		C2	ВН	256,3	4,17	1070,0	0,11	0,74	0,442	0,811	31	0,125	4	127,4	4	1
Итого по Ю-VIB-3		C2		2569	2,94	7543					220	0,127	28		28	4
Ю-VIB-1	(р-н скв ЮЗС-6)	C2	ЧН	133,8	1,08	312,5	0,11	0,71	0,442	0,811	9	0,125	1	127,4	1	0
		C2	ВН	47,5	1,08	137,5	0,11	0,71	0,442	0,811	4	0,125	0	127,4	1	0
Итого по Ю-VIB-1		C2		181	2,48	450					13	0,077	1		2	0
Ю-VIB-2	(р-н скв ЮЗС-4)	C2	ЧН	231,3	0,75	173,4	0,1	0,74	0,442	0,811	5	0,125	1	127,4	1	0
		C2	ВН	62,5	0,75	46,9	0,1	0,74	0,442	0,811	1	0,125	0	127,4	0	0
Итого по Ю-VIB-2		C2		294	0,75	220					6	0,167	1		1	0
Ю-VIB-3	(р-н скв ЮЗС-6)	C2	ВН	273,5	0,98	268,8	0,11	0,67	0,442	0,811	7	0,125	1	127,4	1	0
		C2	ВН	43,8	1,18	51,9	0,11	0,67	0,442	0,811	1	0,125	0	127,4	0	0
Итого по Ю-VIB-3		C2		317	1,01	321					8	0,125	1		1	0



Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-VIIГ	(р-н скв ЮЗС-2)	C1	ЧН	393,8	7,55	2973,0	0,17	0,56	0,442	0,811	101	0,239	24	127,4	13	3
		C1	ВН	31,3	2,88	90,0	0,17	0,56	0,442	0,811	3	0,239	1	127,4	0	0
		C2	ЧН	806,0	5,95	4796,0	0,17	0,56	0,442	0,811	164	0,179	29	127,4	21	4
Итого по Ю-VIIГ		C1		425	7,21	3063					104	0,240	25		13	3
		C2		806	5,95	4796					164	0,177	29		21	4
Итого по Ю-VI		C1				34057					1314		251		168	30
		C2				63161					2206		315		284	40
Ю-VIIА-1	(р-н скв ЮЗС-31)	C1	ЧН	212,5	4,79	1018,1	0,14	0,54	0,465	0,806	29	0,214	6	508,9	15	3
		C1	ВН	87,5	5,31	464,4	0,14	0,54	0,465	0,806	13	0,214	3	508,9	7	2
		C1		300	4,94	1483					42		9		22	5
	(р-н скв ЮЗС-4)	C2	ЧН	437,5	3,26	1425,0	0,11	0,74	0,465	0,806	43	0,160	7	508,9	22	4
		C2	ВН	31,3	1,80	56,3	0,11	0,74	0,465	0,806	2	0,160	0	508,9	1	0
		C2		469	3,16	1481					45		7		23	4
	(р-н скв ЮЗС-3)	C2	ВН	156,3	4,24	662,5	0,14	0,71	0,465	0,806	25	0,160	4	508,9	13	2
	(р-н скв ЮЗС-8)	C1	ЧН	425,0	7,46	3168,8	0,14	0,61	0,465	0,806	101	0,228	23	508,9	51	12
		C1	ВН	118,8	3,31	393,8	0,14	0,61	0,465	0,806	13	0,228	3	508,9	7	2
		C1		544	6,55	3563					114		26		58	14
Итого по Ю-VIIА-1		C1		844	5,98	5045					156	0,224	35		80	19
		C2		625	3,43	2144					70	0,157	11		36	6
Ю-VIIА-2	(р-н скв ЮЗС-6)	C2	ЧН	481,3	5,37	2585,0	0,14	0,7	0,465	0,806	95	0,160	15	508,9	48	8
		C2	ВН	75,0	3,00	225,0	0,14	0,7	0,465	0,806	8	0,160	1	508,9	4	1
Итого по Ю-VIIА-2		C2		556	5,05	2810					103	0,155	16		52	9
Ю-VIIБ-1	(р-н скв ЮЗС-4)	C1	ЧН	131,3	6,51	855,0	0,14	0,82	0,465	0,806	37	0,175	6	508,9	19	3
		C1	ВН	37,5	3,33	125,0	0,14	0,82	0,465	0,806	5	0,175	1	508,9	3	1
		C1		168,8	5,81	980,0					42,0		7,0		22,0	4,0
	(р-н скв ЮЗС-3,6)	C2	ЧН	1418,8	3,05	4322,5	0,13	0,83	0,465	0,806	175	0,131	23	508,9	89	12
		C2	ВН	156,3	2,00	312,5	0,13	0,83	0,465	0,806	13	0,131	2	508,9	7	1
		C2		1575,1	2,94	4635,0					188,0		25,0		96,0	13,0
Итого по Ю-VIIБ-1		C1		169	5,81	980					42	0,167	7		22	4
		C2		1575,1	2,94	4635,0					188,0	0,133	25,0		96,0	13,0
Ю-VIIБ-2	(р-н скв ЮЗС-4)	C1	ГН	100,0	3,97	396,9	0,12	0,77	0,465	0,806	14	0,271	4	508,9	7	2
		C1	ГНВ	31,9	4,47	142,5	0,12	0,77	0,465	0,806	5	0,271	1	508,9	3	1
		C1	ВН	31,3	2,31	72,3	0,12	0,77	0,465	0,806	3	0,271	1	508,9	2	1
Итого по Ю-VIIБ-2		C1		163	3,75	612					22	0,273	6		12	4
Ю-VIIБ-3	(р-н скв ЮЗС-9)	C2	ВН	56,3	1,10	61,9	0,11	0,7	0,465	0,806	2	0,203	0	508,9	1	0
Итого по Ю-VIIБ-3		C2		56	1,10	62					2	0,000	0		1	0
Ю-VIIБ-4	(р-н скв ЮЗС-10)	C2	ЧН	200,0	1,35	272,5	0,11	0,77	0,465	0,806	9	0,203	2	508,9	5	1
		C2	ВН	81,3	1,35	108,4	0,11	0,77	0,465	0,806	3	0,203	1	508,9	2	1
Итого по Ю-VIIБ-4		C2		281	1,35	381					12	0,250	3		7	2
Ю-VIIВ-1	(р-н скв ЮЗС-60)	C2	ЧН	125,0	0,95	118,8	0,12	0,72	0,819	0,823	7	0,203	1	84,86	1	0
		C2	ВН	37,5	0,95	35,6	0,12	0,72	0,819	0,823	2	0,203	0	84,86	0	0
Итого по Ю-VIIВ-1		C2		163	0,95	154					9	0,111	1		1	0
Итого по Ю-VII		C1				6637					220		48		114	27
		C2				5551					384		56		193	30
ВСЕГО ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ		C1				134533					6172	0,182	1121		674	127
		C2				90466					3785	0,140	530		599	86

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

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

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

С целью планомерного охвата исследованиями объектов разработки на месторождении проводились следующие гидродинамические исследования:

- Исследование при неустановившемся режиме фильтрации (КВД);

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

Таблица 3.1.1 - Количество проведенных исследований с начала разработки

Горизонт	Количество	Всего	Вид исследования			
			КВД	МУО	Замер Рпл	DPT
Ю-I	исследований	2	2	1	-	-
	скважин	2	2	1	-	-
Ю-II	исследований	3	0	-	3	-
	скважин	2	0	-	2	-
Ю-III-1	исследований	6	4	-	2	-
	скважин	5	4	-	1	-
Ю-III-2	исследований	6	2	-	4	-
	скважин	5	2	-	3	-
Ю-IVA-1	исследований	1	1	-	-	-
	скважин	1	1	-	-	-
Ю-IVA-2	исследований	3	2	-	1	-
	скважин	2	1	-	1	-
Ю-VA	исследований	5	3	-	2	-
	скважин	3	2	-	1	-
Ю-VБ-1	исследований	5	2	-	3	-
	скважин	5	2	-	3	-
Ю-VБ-2	исследований	3	1	-	2	-
	скважин	2	1	-	1	-
Ю-VБ-3	исследований	1	1	-	-	-
	скважин	1	1	-	-	-
Ю-VB-1	исследований	3	0	-	3	-
	скважин	2	0	-	2	-
Ю-VB-2	исследований	1	1	-	-	-
	скважин	1	1	-	-	-
Ю-VB-3	исследований	6	6	-	-	-
	скважин	1	1	-	-	-
Ю-VIA-1	исследований	1	1	1	-	-
	скважин	1	1	1	-	-
Ю-VIA-2	исследований	3	1	-	2	-
	скважин	2	1	-	1	-
Ю-VIB-1	исследований	2	2	-	-	-
	скважин	2	2	-	-	-
Ю-VIB-2	исследований	3	0	-	3	-
	скважин	1	0	-	1	-
Ю-VIB-3	исследований	1	1	-	-	-
	скважин	1	1	-	-	-

Горизонт	Количество	Всего	Вид исследования			
			КВД	МУО	Замер Рпл	DPT
Ю-VIIГ	исследований	2	1	1	1	-
	скважин	2	1	1	1	-
Ю-VIIА-1	исследований	6	2	-	4	-
	скважин	2	1	-	1	-
Ю-VIIБ-1	исследований	5	3	-	2	-
	скважин	4	3	-	1	-
Ю-VIIБ-2	исследований	1	1	-	-	-
	скважин	1	1	-	-	-
Ю-VIIВ-1	исследований	4	1	-	3	-
	скважин	3	1	-	2	-
Ю-VIIВ-2	исследований	1	1	-	-	-
	скважин	1	1	-	-	-
Ю-VIIВ-3	исследований	1	1	-	-	-
	скважин	1	1	-	-	-

Основной целью проведения гидродинамических исследований скважин является изучение текущего состояния разработки месторождения, определение фильтрационных характеристик пласта, получение результатов, позволяющих определить наиболее оптимальный режим эксплуатации исследованных скважин.

Всего на месторождении было проведено 39 исследований КВД в 15 скважинах, 3 исследования МУО в 3 скважинах, а также 27 прямых замеров пластового давления путем спуска манометра в 12 скважинах и 76 замеров статических уровней в 24 скважинах.

Скважины вскрыты перфораторами DP44RDX-3, DP44RDX-38, YD-127 по 16 отверстий на один погонный метр. Вызов притока пластового флюида осуществлялся различными методами: свабированием, заменой глинистого раствора (рассола) на техническую воду, промывкой скважины пропантом.

В случае получения промышленного притока нефти исследование методом ИПТ (испытатель пластов на трубах). По окончании исследований в скважинах проводили исследования методом КВД (регистрация кривой восстановления давления). Время остановки скважин для восстановления давления составляло от 1,0 до 6,7 суток. Также осуществлялись контрольные замеры режима работы скважин с регистрацией забойного и устьевого давлений, дебитов нефти и газа, температуры на забое, а также отбор проб на физико-химический анализ флюидов.

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

Таблица 3.1.2 - Результаты ГДИС по горизонтам с начала разработки

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Ю-1				
Пластовое давление, МПа	2	2	15-18,9	16,95
Пластовая температура, °С	2	2	56,18-67,489	61,83
Проницаемость, мд	2	2	0,0159-0,5	0,257
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /((сут*МПа)	1	3	1,31-1,85	1,64
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
Ю-III-1				
Пластовое давление, МПа	4	6	12,07-20,8	17,57
Пластовая температура, °С	4	4	63,5-74,7	71,23
Проницаемость, мд	4	4	0,0004-1,34	0,547
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /((сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	1	1	0,003	0,003
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
Ю-III-2				
Пластовое давление, МПа	5	6	9,63-21,51	16,39
Пластовая температура, °С	3	3	74,85-76,77	75,82
Проницаемость, мд	2	2	0,322-0,639	0,480
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /((сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
Ю-IV-A-1				
Пластовое давление, МПа	1	1	22,45	22,45
Пластовая температура, °С	1	1	80,12	80,12
Проницаемость, мд	1	1	0,146	0,146
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /((сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
Ю-IV-A-2				
Пластовое давление, МПа	2	3	22,93-39,64	28,66
Пластовая температура, °С	2	3	69,05-118,38	90,54
Проницаемость, мд	1	2	0,015-0,148	0,082
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /((сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
Ю-V-A				
Пластовое давление, МПа	2	4	11,8-24,27	16,55
Пластовая температура, °С	2	3	61,6-90,85	71,51
Проницаемость, мд	1	2	0,0182-1,61	0,814
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /((сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
Ю-VБ-1				
Пластовое давление, МПа	3	3	8,56-17,43	13,95
Пластовая температура, °С	2	2	62,1-81,6	71,85
Проницаемость, мд	2	2	0,0008-1,99	0,995
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	2	2	0,87-11,05	5,96
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	2	2	0,038-10,454	5,24
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-ВБ-2</b>				
Пластовое давление, МПа	2	3	20,17-26,6	23,26
Пластовая температура, °С	1	1	95,4	95,4
Проницаемость, мд	-	-	-	-
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-ВБ-3</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	24,98	24,98
Пластовая температура, °С	1	1	98,7	98,7
Проницаемость, мд	1	1	0,005	0,005
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-ВБ-2</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	35,93	35,93
Пластовая температура, °С	1	1	112,6	112,6
Проницаемость, мд	1	1	0,02	0,02
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-ВБ-3</b>				
Пластовое давление, МПа	1	6	31,07 - 40,23	37,7
Пластовая температура, °С	1	6	112-116	115,09
Проницаемость, мд	1	6	0,00054- 0,047	0,0137
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VI-A-1</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	13,04	13,04
Пластовая температура, °С	1	1	94,17	94,17
Проницаемость, мд	1	1	1,49	1,49
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	1	3	1,05-1,98	1,52
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VI-A-2</b>				
Пластовое давление, МПа	2	3	14,93-25,92	19,75
Пластовая температура, °С	1	1	111,07	111,07
Проницаемость, мд	1	1	0,013	0,013
Проводимость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VI-B-1</b>				
Пластовое давление, МПа	2	2	31,89-37,79	34,84

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Пластовая температура, °C	2	2	89,78-111,72	100,75
Проницаемость, мд	2	2	0,073-0,188	0,131
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VI-Б-2</b>				
Пластовое давление, МПа	1	3	22,5-22,79	22,68
Пластовая температура, °C	1	1	110,93	110,93
Проницаемость, мд	-	-	-	-
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VI-Б-3</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	32,62	32,62
Пластовая температура, °C	1	1	107,4	107,4
Проницаемость, мд	1	1	0,254	0,254
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VI-Г</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	18,24-18,36	18,3
Пластовая температура, °C	1	1	82,9	82,9
Проницаемость, мд	1	1	2,51	2,51
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	1	3	1,2-4,3	4,3
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VII-A-1</b>				
Пластовое давление, МПа	1	4	14,03-21,99	17,75
Пластовая температура, °C	1	2	92,1-96,1	94,1
Проницаемость, мд	1	2	0,0002- 0,00002	0,00011
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	1	1	0,54	0,54
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	1	2	0,0002-0,003	0,0016
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VII-B-1</b>				
Пластовое давление, МПа	4	5	23,1-42,46	30,71
Пластовая температура, °C	3	3	88,5-121,4	109,8
Проницаемость, мд	3	3	0,0009-0,126	0,044
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Гидропроводность, $10^3$ м <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	-	-	-	-
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	-	-	-	-
<b>Ю-VII-B-2</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	44,47	44,47
Пластовая температура, °C	1	1	124,16	124,16
Проницаемость, мд	1	1	0,00199	0,00199
Проводимость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> *м	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Гидропроводность, $10^3 \text{ м}^2\text{м}/(\text{МПа}\cdot\text{с})$	-	-	-	-
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	-	-	-	-
<b>Ю-VII-B-1</b>				
Пластовое давление, МПа	2	3	8,17-25,61	13,986
Пластовая температура, °С	1	1	91,9	91,9
Проницаемость, мд	1	1	0,0004	0,0004
Проводимость, $10^{-3} \text{ мкм}^2\cdot\text{м}$	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$	-	-	-	-
Гидропроводность, $10^3 \text{ м}^2\text{м}/(\text{МПа}\cdot\text{с})$	-	-	-	-
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	-	-	-	-
<b>Ю-VII-B-2</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	38,52	38,52
Пластовая температура, °С	1	1	112,17	112,17
Проницаемость, мд	1	1	0,0023	0,0023
Проводимость, $10^{-3} \text{ мкм}^2\cdot\text{м}$	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$	-	-	-	-
Гидропроводность, $10^3 \text{ м}^2\text{м}/(\text{МПа}\cdot\text{с})$	-	-	-	-
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	-	-	-	-
<b>Ю-VII-B-3</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	40,58	40,58
Пластовая температура, °С	1	1	118,5	118,5
Проницаемость, мд	-	-	-	-
Проводимость, $10^{-3} \text{ мкм}^2\cdot\text{м}$	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$	-	-	-	-
Гидропроводность, $10^3 \text{ м}^2\text{м}/(\text{МПа}\cdot\text{с})$	-	-	-	-
Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	-	-	-	-

Ниже приводится анализ результатов опробования и испытания скважин, по которым получены притоки нефти различной интенсивности.

Разведочная скважина ЮЗС-1 пробурена в октябре 2009г, после окончания бурения на скважине проводилось испытание и опробование среднеюрских продуктивных горизонтов (Ю-VIB-3, Ю-VIB-2, Ю-VIB-1, Ю-VIA-1, Ю-VB-3, Ю-VB-2, Ю-VB-1, Ю-VB-3, Ю-VB-2, Ю-VA-1, Ю-IVA-2) с помощью ИПТ (испытатель пластов на трубах).

В данной скважине в период с 15.11 по 02.12.2009г при опробовании Ю-VIB-3 горизонта из интервала 3690-3697м получен приток пластовой воды расчетным дебитом  $1,11 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Температура на забое составила  $102,9^\circ\text{C}$ , пластовое давление - 26,14 МПа. Скин-фактор отрицательный (-1,84), что характеризует более высокие фильтрационные свойства пластов прискважинной зоны по отношению к более удаленной части пласта.

На глубине 3682м, с 05-11.12.2009г был опробован интервал 3667–3669м (Ю-VIB-2 горизонт) и получен слабый приток пластовой воды расчетным дебитом  $0,24 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Пластовое давление составило 25,92 МПа, пластовая температура -  $111,1^\circ\text{C}$ . Скин-фактор также отрицательный и составляет (-1,45).

При опробовании интервала 3570-3580м горизонта Ю-VIB-1 за период 15-21.12.2009г получен слабый приток нефти с водой. Во время открытия скважины был газ

расчетным дебитом 1,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут, дебит воды и нефти составил 0,84 м<sup>3</sup>/сут и 0,14 м<sup>3</sup>/сут, соответственно. Пластовое давление составило 37,79 МПа, температура 111,7 °С, скин-фактор отрицательный (-1,1). Коэффициент продуктивности составил 0,006 м<sup>3</sup>/сут\*МПа. Затем произвели установку цементного моста в интервале 3550-3560м.

С 22.12.2009г по 07.01.2010г в перфорированном интервале 3530-3540м, приуроченного к горизонту Ю-VIA-1, был получен слабый приток нефти с водой. Опробование осуществлялось испытателем пластов на трубах. Дебиты воды и нефти получены расчетным путем и составили 0,045 и 0,09 м<sup>3</sup>/сут, соответственно. Пластовое давление составило 39,64 МПа, температура на забое - 118,4°С. Скин-фактор положительный и равен 20,6, что указывает на загрязненность призабойной зоны пласта. Коэффициент продуктивности расчетный - 0,004 м<sup>3</sup>/сут\*МПа при депрессии 25,13 МПа.

В период 08-12.01.2010г в результате опробования интервала 3504-3509м (вне горизонта) получен слабый приток пластовой воды расчетным дебитом 0,123 м<sup>3</sup>/сут. Замерены такие параметры как, пластовое давление (38,88 МПа), пластовая температура (117,2 °С) и определен скин-фактор (0,12).

Далее 12-17.01.2010г опробован интервал 3477-3480 м вне горизонта и в результате получен слабый приток воды с проявлением газа. Расчетный дебит воды составил 0,029 м<sup>3</sup>/сут. Замеренное пластовое давление составило 39,84 МПа и температура – 116,6 °С. Скин-фактор также положительный, составляет 1,8.

В период 17-20.01.2010г в интервале 3445 - 3454м вне горизонта получен слабый приток пластовой воды с незначительным количеством газа. В результате замеренное пластовое давление равно 40,23 МПа, пластовая температура 116,4°С. Значение скин-фактора положительное и составляет 11.

21-26.01.2010г из интервала 3419-3421м получен приток слабый приток воды со слабым проявлением газа. Полученный расчетным путем дебита воды составил 0,294 м<sup>3</sup>/сут. Замеренное пластовое давление - 39,88 МПа, температура-115,7 °С.

Установив взрыв пакер на глубине 3405м, в период с 26.01 - 03.02.2010г провели опробование в интервале 3360-3390м Ю-VB-3 горизонта. Получен слабый приток газа с водой, дебитами 2 тыс.м<sup>3</sup>/сут и 0,586 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление составило 36,34 МПа, пластовая температура 114,7°С. Скин фактор положительный - 4,8.

В период 08-14.02.2010г опробован горизонт Ю-VB-2, из интервала 3304-3333м в результате освоения получен слабый приток газа с конденсатом и воды. Расчетный дебит газа - 1 тыс.м<sup>3</sup>/сут, воды - 2,56 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление и температура в данном интервале 35,94 МПа и 112,6°С, скин-фактор отрицательный и составляет -1,8.



В перфорированном интервале 3252-3257м, (горизонту Ю-VB-1) за время наблюдения с 16-22.02.2010 г. был получен приток газа. Дебиты газа составили при 7 мм штуцере – 4,1 тыс.м<sup>3</sup>/сут, при 9 мм штуцере – 3,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут, при 11 мм штуцере – 4,98 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Замеренное пластовое давление составило 31,07 МПа, пластовая температура равна - 112°C.

При опробовании Ю-VB-3 горизонта с 22.02.2010 по 01.03.2010г из интервала 2805,0-2812,0 м был получен слабый приток пластовой воды с незначительным количеством газа. Расчетный дебит газа – 1 тыс.м<sup>3</sup>/сут и воды - 0,19 м<sup>3</sup>/сут. Замеренное пластовое давление составило 24,98 МПа, температура - 98,7°C.

В период 02-06.03.2010г был опробован интервал 2725,0-2727,0м (Ю-VB-2 горизонт), опробование проводилось с помощью испытателя пластов на трубах. В результате получен слабый приток пластовой воды расчетным дебитом воды 0,39 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление составило 26,60 МПа, пластовая температура 95,4°C.

При опробовании интервала 2611-2622м в период 07-12.03.2010г Ю-VA-1 горизонта был получен приток пластовой воды, расчетный дебит воды составил 9,72 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление – 24,27 МПа, пластовая температура – 90,9°C. Получен отрицательный скин-фактор - 0,4, что характеризует более высокие фильтрационные свойства пластов прискважинной зоны по отношению к более удаленной части пласта.

В период с 13-16.03.2010г в скважине было проведено опробование интервала 2453,0-2457,0м (Ю-IVA-2 горизонт), был получен приток пластовой воды. Дебит воды расчетный равен 4,72 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление составило 24,03 МПа, пластовая температура – 84,2°C. Скин-фактор составил 0,2, что указывает на загрязненность призабойной зоны пласта.

В интервале 2348,0-2355,0 м вне горизонта в период 18 - 25.03.2010г получен слабый приток пластовой воды с расчетным дебитом 3,2 м<sup>3</sup>/сут. В скважине провели замер пластового давления, которое равно 22,45МПа, температура 80,1°C. Получен положительный скин-фактор равный 2,1. На дату составления отчета скважина находится в консервации.

Разведочная скважина ЮЗС-2 пробурена в феврале 2011г, были испытаны и опробованы горизонты - Ю-VIIB-2, Ю-VIIB-1, Ю-VIIB-1, Ю-VII, Ю-III-1, Ю-II. При опробовании интервала 2469-2478м Ю-VIIB-2 горизонта в период 21-31.03.2011г был получен приток газоконденсата. Опробование проводилось методом свабиrowания, начальный дебит газа при 9 мм штуцере составил 16,686 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Замеренное пластовое давление равно 15,27 МПа, пластовая температура - 83,1°C. После свабиrowания, за время наблюдения 02-11.04.2011г из интервалов 2413-2423, 2431-2434м (горизонт Ю-VIIB-1)

был получен приток газа, дебит в процессе опробования при 9 мм штуцере составил 10,245 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

По окончании исследования, в скважине проведено исследование методом восстановления давления (регистрация КВД). Время остановки для восстановления давления составило 3,6 сут. Как видно из таблицы, определенный скин-фактор, имеет положительное значение, что указывает на загрязненность призабойной зоны пласта. Пластовое давление составило 25,61 МПа, пластовая температура равна 91,9°С. Коэффициент продуктивности составил 452 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

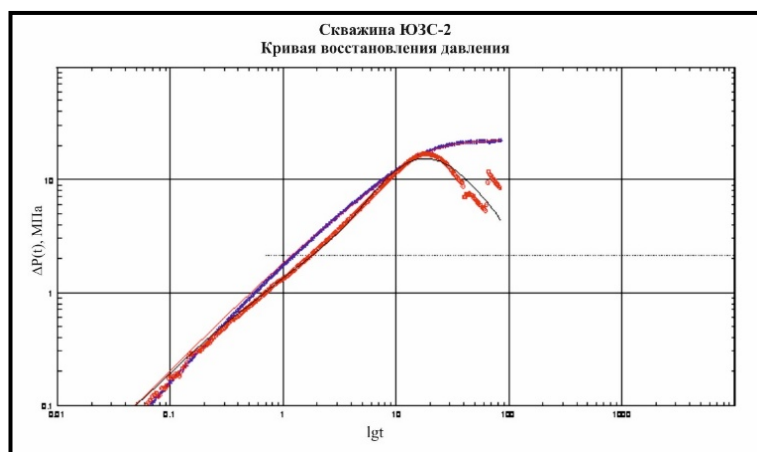


Рис. 3.1.1 – Скважина ЮЗС-2. Кривая восстановления давления

Далее в период 13-20.04.2011г при опробовании интервала 2265-2266м Ю-VIII-1 горизонта методом свабирования получен приток пластовой воды, всего отобран 31 м<sup>3</sup> пластовой воды.

В период с 21.04 по 29.07.2011г был опробован интервал 2181-2190м (Ю-VII горизонт), опробование проводилось свабированием с помощью компрессора. В результате получен приток жидкости. После установления притока нефти проведены гидродинамические исследования на 3-х режимах, а также скважину останавливали на КВД. Дебит нефти составил при 3 мм штуцере 10,76 м<sup>3</sup>/сут, при 5 мм штуцере – 9,1 м<sup>3</sup>/сут, при 8 мм штуцере – 3,0 м<sup>3</sup>/сут. Накопленная добыча жидкости составила 1081,29 м<sup>3</sup>, в том числе нефти 684,4 м<sup>3</sup>.

По окончании режимных исследований в скважине проведено исследование методом восстановления давления (регистрация КВД). Время остановки для восстановления давления составило 5 суток.

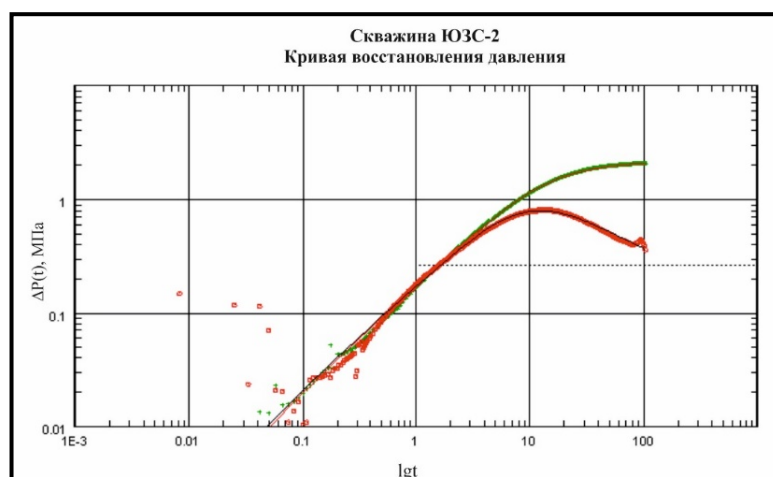


Рис. 3.1.2 – Скважина ЮЗС-2. Кривая восстановления давления

При опробовании интервала 1774-1778 м Ю-III-1 горизонта методом сваблирования был получен приток жидкости. Дебит нефти составил 11,45 м<sup>3</sup>/сут. Накопленная добыча жидкости и нефти составила 147,7 м<sup>3</sup> и 90,73 м<sup>3</sup>, соответственно.

После установления притока нефти скважину останавливали на КВД. Время остановки для восстановления давления составило 4,7 суток. Замеренное пластовое давление составило 14,03 МПа, пластовая температура - 63,5 °С. Как видно из таблицы 5.3.3, определенный скин-фактор, имеет отрицательное значение (-4,1), что характеризует более высокие фильтрационные свойства пластов прискважинной зоны по отношению к более удаленной части пласта.

Так же, в скважине ЮЗС-2 в период с 27.09.2011г по 10.05.2012г методом сваблирования с помощью компрессора провели испытания Ю-II горизонта в интервалах 1693-1696, 1700-1704м, приток пластового флюида не получен. По состоянию на 01.01.2021г скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-3 пробурена в октябре 2011г. В скважине ЮЗС-3 опробованы пласты шести горизонтов Ю-VIIБ-1, Ю-VIБ-3, Ю-VIБ-1, Ю-VIA-1, Ю-VB-1.

При опробовании Ю-VIIБ-1 горизонта 07-15.03.2012г из интервалов 3485-3488, 3512-3521м был получен приток нефти, газа и воды. На штуцере диаметром 9 мм дебит газа составил 0,121 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Расчетный дебит нефти - 0,61 м<sup>3</sup>/сут, воды - 1,42 м<sup>3</sup>/сут. В результате гидродинамических исследования пластовое давление составило 29,13 МПа, пластовая температура - 119,7°С. Скин-фактор имеет положительное значение 17,6, что говорит о загрязненной призабойной зоне.

В перфорированном интервале 3069-3081м (горизонт Ю-VIБ-3) за время наблюдения 18-25.03.2012 был получен приток воды с пленкой нефти. Дебит воды расчетный составил 0,47 м<sup>3</sup>/сут. Замеренное пластовое давление – 32,62 МПа, температура

пластовая - 107,4 °С. Скин-фактор также положительный и равен 177. После опробования данного горизонта 25 мая 2012г установили цементный мост в интервале 3045-3049м.

При опробовании Ю-VIB-1 горизонта из интервалов 2981-2988, 2991-3000м в период с 17.06 по 20.09.2012г получен приток жидкости. Был выполнен гидроразрыв пласта. В результате получен дебит нефти при 6 мм штуцере 9,34 м<sup>3</sup>/сут, газовый фактор составил 248,68 м<sup>3</sup>/т. Накопленная добыча жидкости - 305,4 м<sup>3</sup>, из них добыча нефти – 254 м<sup>3</sup>.

Далее без установки цементного моста с 21.09.2012г по 14.06.2013г был опробован интервал 2957-2967м этого же горизонта, опробование проводилось прослеживанием уровней с помощью компрессора, в результате получен приток нефти. Установив цементный мост с «головой» на глубине 3034м, провели гидроразрыв пласта. Расчетный дебит после ГРП составил 1,8 м<sup>3</sup>/сут. Всего при опробовании отобрано 32,65 м<sup>3</sup> нефти.

В период с 16.06.2013г по 26.10.2013г из интервала 2776-2787 м Ю-VIA-1 горизонта получен приток нефти. Проведен гидроразрыв пласта, в результате дебиты нефти составили при 5 мм штуцере 51,84 м<sup>3</sup>/сут, при 6 мм штуцере – 18,77 м<sup>3</sup>/сут. Накопленная добыча нефти составила 2643,512 м<sup>3</sup>.

При опробовании интервала 2751-2756м методом свабирования Ю-VB-1 горизонта в период с 29.10 по 29.11.2013г получен слабый приток воды с пленкой нефти. Всего при опробовании отобрано 9,8 м<sup>3</sup> жидкости, из них – 0,36 м<sup>3</sup> нефти. На 01.07.2014г скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-4 пробурена в июне 2012г. В скважине опробованы горизонты Ю-VIB-2, Ю-VIB-1, Ю-VB-1, Ю-IVA-1.

За время опробования с 30.08.2012г по 03.09.2012г из интервала 3222 -3236м Ю-VIB-2 горизонта был получен слабый приток нефти с газом. Расчетный дебит нефти и газа составил 0,15 м<sup>3</sup>/сут и 0,500 тыс.м<sup>3</sup>/сут, соответственно. Пластовое давление - 38,53МПа, пластовая температура - 112,2°С. Положительный скин-фактор равный 3,21 указывает на загрязненность призабойной зоны. Коэффициент продуктивности составил 0,028 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В период с 5.09.2012г по 22.11.2012г при опробовании интервала 3156-3167м (горизонт Ю-VIB-1) методом прослеживание уровня получен слабый приток пластовой воды с нефтью. Накопленная добыча жидкости за период опробования составила 147,32 м<sup>3</sup>, из них – 10,1 м<sup>3</sup> нефти.

Далее с 24.11.2012г по 13.03.2013г из интервалов 2338-2353, 2356-2366м Ю-VB-1 горизонта получен приток нефти с водой. Дебит нефти и воды при 4 мм штуцере составил 3,44 и 1,03 м<sup>3</sup>/сут, соответственно. После установления притока нефти скважину

останавливали на КВД на 5,2 суток. Накопленная добыча жидкости при опробовании составила 1173,645 м<sup>3</sup>, из них - 871,803 м<sup>3</sup> нефти. Результаты исследования приведены на рисунке 5.3.3.

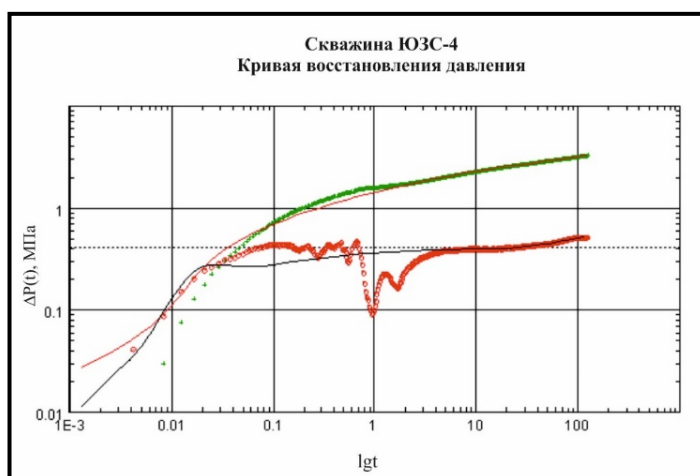


Рис. 3.1.3 – Скважина ЮЗС-4. Кривая восстановления давления

В мае 2013 года опробовали горизонт Ю-IVА-1 в интервале 2141-2151м, был выполнен ГРП, в результате получен приток жидкости.

Дебит нефти при 6 мм штуцере составил 54,32 м<sup>3</sup>/сут. При опробовании отобрано 2962,411 м<sup>3</sup> жидкости, из них – 2838,473 м<sup>3</sup> нефти. На дату составления отчета скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-5 пробурена в октябре 2012г, были опробованы горизонты Ю-VIВ-1, Ю-VIВ-3, Ю-VIВ-1.

В период с 27.12.2012г по 06.01.2013г из интервала 3480-3490м, притока не получили. Замеренное пластовое давление – 40,58 МПа, пластовая температура - 118,5°С, отрицательный скин-фактор равен -0,8. Затем с 07.01 по 19.09.2013г производили реперфорацию интервала 3481-3489м и получен слабый приток воды с пленкой нефти. Выше по разрезу при опробовании интервалов 3383-3391 м (Ю-VIВ-1), 2676-2681 м (Ю-VIВ-3) методом свабирования притока пластового флюида не получили.

В период с 23.11.2013г по 26.01.2014г из интервала 2551-2558 м (Ю-VIВ-1) методом свабирования получен приток жидкости. Дебит нефти, полученный расчетным путем, составил 3,2 м<sup>3</sup>/сут, добыча нефти составила 24,266 м<sup>3</sup>.

В июне 2014г замерено пластовое давление, которое равно 25,84 МПа и пластовая температура равная 86,2°С. По состоянию на 01.01.2021г скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-6 закончена бурением в июне 2012г. По окончания бурения на скважине проводилось испытание и опробование горизонтов Ю-VIВ-2, Ю-VIВ-1, Ю-VIВ-2. При опробовании горизонта Ю-VIВ-2 в интервалах 3674-3683, 3688-

3692 м получен слабый приток нефти с газом. Дебит газа, при 5 мм штуцере составил 0,128 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Дебит нефти расчетный составил 0,35 м<sup>3</sup>/сут. Замеренное пластовое давление равно 44,47 МПа, пластовая температура - 124,2°C, коэффициент продуктивности - 0,02 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

В период с 27.08.2012г по 21.02.2013г из интервала 3599-3601м (Ю-VIIБ-1) получен слабый приток нефти, воды и газа. Дебит газа, замеренный сепаратором, при 5 мм штуцере составил 0,050 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Расчетный дебит нефти - 0,22 м<sup>3</sup>/сут, дебит воды - 0,04 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление, замеренное равно 42,46 МПа, пластовая температура - 121,4°C. Скин-фактор отрицательный (-1,25). Накопленная добыча жидкости составила 161,54 м<sup>3</sup>, из них 44,99 м<sup>3</sup> нефти. Затем установили цементный мост с «головой» на глубине 3090 м.

В период с 21.07-07.10.2013г из интервала 3062-3070м горизонта Ю-VIIБ-2 получен приток жидкости. После ГРП дебит жидкости на 8 мм штуцере составил 4 м<sup>3</sup>/сут, нефти - 1,8 м<sup>3</sup>/сут. Накопленная добыча жидкости составила 265,905 м<sup>3</sup>, из их нефти - 148,76 м<sup>3</sup>. На дату составления отчета скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-7 пробурена в декабре 2012г, после окончания бурения проводилось опробование горизонта Ю-VIIБ-1, и из интервала 3629-3640м приток пластового флюида не получен. По состоянию на 01.01.2023г скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-8 пробурена в апреле 2013г. 30.07.2012г в данной скважине было проведено ИПТ в интервале 1463,74-1550м, для того чтобы получить данные по физическим свойствам флюида и давлению исследуемого пласта. В результате замеров было получено давление в середине продуктивного пласта 15,7 МПа, скин-фактор 0,287, эффективная проницаемость пласта 0,0159 мД.

В скважине опробованы горизонты Ю-VIIБ-1 и Ю-VIIА-1. При опробовании интервала 2600-2605м (Ю-VIIБ-1) за период 25.06-26.08.2013г методом свабирования с последующим гидроразрывом пласта получен приток пластовой воды. Всего за период опробования пластовой воды получено 86,17 м<sup>3</sup>. В период с 28.08 по 10.12.2013г опробовали методом свабирования (Ю-VIIА-1) интервал 2537-2542 м и получили приток жидкости. Накопленная добыча жидкости составила 463,83 м<sup>3</sup>, в том числе нефти - 283,89 м<sup>3</sup>. В скважине проведено исследование методом восстановления давления (регистрация КВД) (Рис.3.1.4).

Как видно из таблицы 3.1.3 и скин-фактор имеет отрицательное значение, что указывает на хорошее состояние призабойной зоны пласта. Пластовое давление составило 15,65 МПа, пластовая температура - 92,1°C. Коэффициент продуктивности - 2,71

м<sup>3</sup>/сут\*МПа. В конце июня 2014г замер пластового давления показал снижение до 14,71 МПа при температуре 95,2°С. На дату составления отчета скважина находится в бездействии.

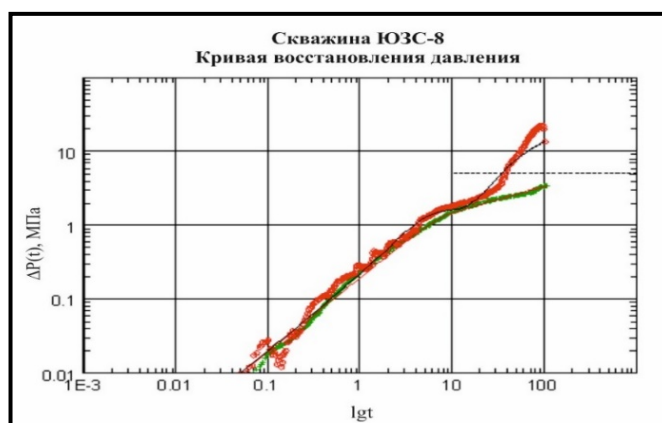


Рис. 3.1.4 – Скважина ЮЗС-8. Кривая восстановления давления

Разведочная скважина ЮЗС-9 пробурена в августе 2013г. В скважине проводили опробование трёх горизонтов Ю-VIB-3, Ю-VБ-1, Ю-VA.

За период 09-21.12.2013г в интервале 1902-1907 м (Ю-VIB-3) методом свабирования получен приток пластовой воды. После установки цементного моста с «головой» на глубине 1681 м, в период с 25.01 по 04.02.2014г перфорировали интервал 1634-1636м (Ю-VБ-1). В результате получен приток жидкости. Дебит жидкости и нефти на 8 мм штуцере составляет 5,00 и 2,13 м<sup>3</sup>/сут, на 6 мм – 49,63 и 12,68 м<sup>3</sup>/сут, соответственно. Накопленная добыча жидкости составила 463,372 м<sup>3</sup>, в том числе нефти – 263,0 м<sup>3</sup>.

В марте 2014г провели исследование методом восстановления давления. Время остановки составило 5,3 суток. Результаты обработки кривой восстановления представлены на рисунке 3.1.5.

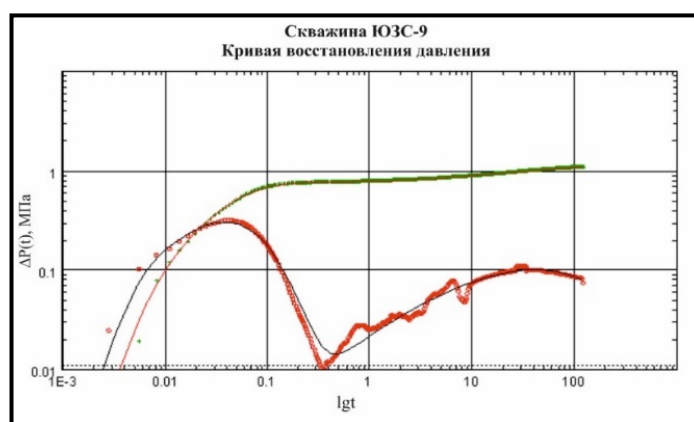


Рис. 3.1.5 – Скважина ЮЗС-9. Кривая восстановления давления

При опробовании горизонта Ю-VA в период 14.04 по 22.06.2014г из интервала 1595-1601м методом свабирования получен приток нефти начальным дебитом 18,2 м<sup>3</sup>/сут. Накопленная добыча жидкости составила 159,177 м<sup>3</sup>, из них нефти 136,631 м<sup>3</sup>. По

окончанию исследований в скважине проведено исследование методом восстановления давления (таблица 3.1.3, рисунок 3.1.6). Скин-фактор отрицательный, и составил -3,43. Замеренное пластовое давление равно 13,59 МПа, пластовая температура - 62,1°C. Коэффициент продуктивности - 0,47 м<sup>3</sup>/сут\*МПа. 21 июня 2014г замеренное пластовое давление снизилось до 10,92 МПа. На дату составления отчета скважина находится в бездействии.

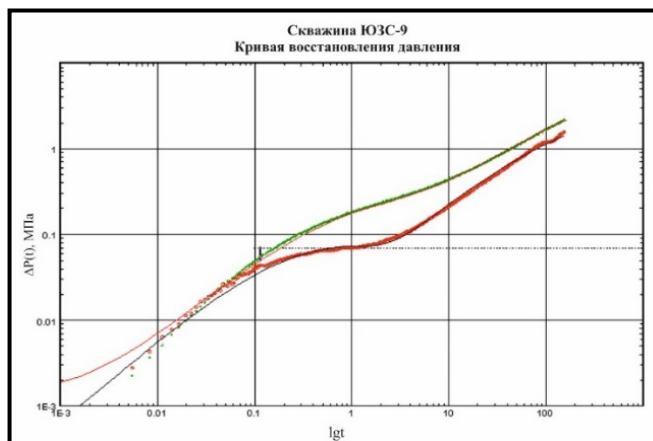


Рис. 3.1.6 – Скважина ЮЗС-9. Кривая восстановления давления

Разведочная скважина ЮЗС-10 закончена бурением в октябре 2013г. В скважине опробован горизонт Ю-ВПБ-2. Методом свабирования с помощью компрессора, за время наблюдения с 17.12.2013г по 26.01.2014г из интервала 3215-3220м был получен слабый приток пластовой воды. Для определения пластового давления и анализа характеристик фильтрации коллекторов по данной скважине 23.11.2018г были проведены исследования методом КВД на глубине 2321м, в интервале перфорации 2317-2325м. Пластовое давление составило 20,17 МПа, пластовая температура 86,66 °С, однако низкий коэффициент давления 0.69, вызван возможной плохой проницаемостью пласта, что вызвало медленное восстановление давления при исследовании (рис.3.1.7). На дату составления отчета скважина находится в бездействии.

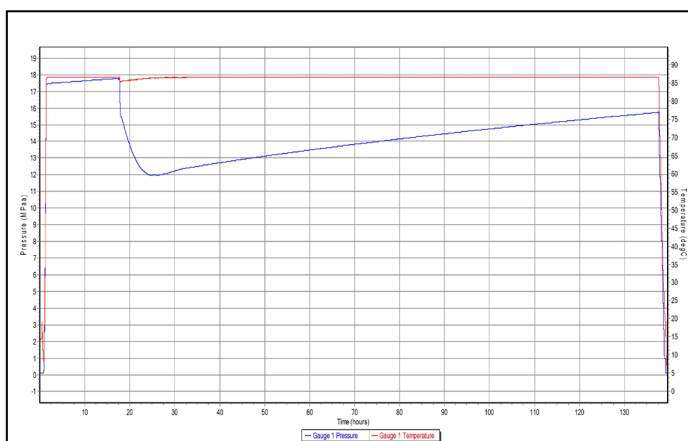


Рис. 3.1.7 – Скважина ЮЗС-10. Кривая восстановления давления



Разведочная скважина ЮЗС-11 закончена бурением 17.12.2013г. При опробовании интервала 3376-3385 м вне горизонта получен приток воды дебитом  $1,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ . За период с 18.04 по 24.06.2014г отобрано  $25,2 \text{ м}^3$  жидкости.

В период с 25.06 по 07.07.2014г опробовали интервал 2617-2624 (Ю-VI-B-1). В результате получен приток конденсата и воды. Накопленная добыча жидкости составила  $69 \text{ м}^3$ . По состоянию на 01.01.2023г скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-12 закончена бурением в июне 2013г. В скважине был опробован горизонт Ю-VB-3 в интервале 2884-2892 м. После ГРП пласта получен приток жидкости нефти с водой дебитом  $11,25 \text{ м}^3/\text{сут}$  при 9 мм штуцере. Всего при опробовании отобрано  $223,0 \text{ м}^3$  жидкости, из них  $91,38 \text{ м}^3$  нефти. В июне 2014г провели исследование по замеру пластового давления, которое составляет 18,44 МПа и температура  $-99,7^\circ\text{C}$ . На дату отчета скважина находится в опробовании.

Разведочная скважина ЮЗС-13 закончена бурением 27.01.2014г. В скважине опробованы методом свабирования два горизонта Ю-IVA-1 (интервал 2360-2363 м) и Ю-III-2 (интервал 2216,0-2221,0 м). В результате опробования притока жидкости не получено. На дату составления отчета скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-60 закончена бурением в июле 2009г. В скважине испытаны и опробованы горизонты: Ю-I, Ю-VIIB-2, Ю-VIIB-1, Ю-IVA-2, Ю-IVA-1, Ю-III-1. В период с 05-11.08.2009г в интервале 1723-1730м (горизонт Ю-I) получен фонтанный приток нефти. Расчетный дебит нефти составил при 9 мм штуцере  $8,12 \text{ м}^3/\text{сут}$ , при 7 мм штуцере –  $7,74 \text{ м}^3/\text{сут}$ , при 5 мм штуцере –  $5,76 \text{ м}^3/\text{сут}$ . В результате замерено пластовое давление равное 18,15 МПа, температура  $64,6^\circ\text{C}$ . Скин-фактор отрицательный и равен -0,03. За период 19-24.08.2009г при опробовании интервала 2392-2399м (Ю-VIIB-2) был получен приток воды расчетным дебитом  $2,19 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Замеренное пластовое давление составило 25,79 МПа, пластовая температура -  $92,9^\circ\text{C}$ . Скин-фактор положительный и составил 31,2, что указывает на наличие загрязненности призабойной зоны пласта.

После освоения интервала 2336-2340 м (Ю-VIIB-1) был получен слабый приток нефти расчетным дебитом  $1,17 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Замеренное пластовое давление составляло 25,39 МПа, пластовая температура -  $90,2^\circ\text{C}$ . Скин-фактор получен положительный (26), что говорит о загрязнении призабойной зоны. В дальнейшем с 31.08 по 14.09.2009г повторно перфорирован этот же горизонт в интервале 2308-2310м, расчетный дебит нефти составил  $0,387 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Пластовое давление и пластовая температура равны 24,24 МПа и  $90,5^\circ\text{C}$  соответственно. Скин-фактор положительный и составляет 7,2.

В период 16-20.09.2009г из интервала 2144-2149 м (Ю-IVA-2) получен слабый приток нефти с водой. Расчетный дебит нефти –  $0,14 \text{ м}^3/\text{сут}$ , воды –  $0,20 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Пластовое давление – 23,30 МПа, пластовая температура –  $83,6^\circ\text{C}$ .

При опробовании горизонта Ю-IVA-1 в интервале 2092,0-2097,0м был получен слабый приток нефти расчетным дебитом  $2,44 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Замеренное пластовое давление равно 22,29 МПа при пластовой температуре  $81,1^\circ\text{C}$ . Скин-фактор получен с положительным значением 30,2. Коэффициент продуктивности составил  $0,12 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ . Далее в период 29.10-07.10.2009г перфорировали интервал 1955-1964 м (Ю-III-1) и был получен приток пластовой воды расчетным дебитом  $0,36 \text{ м}^3/\text{сут}$ . В результате исследования замерено пластовое давление - 21,71 МПа и пластовая температура -  $74,9^\circ\text{C}$ , скин-фактор положительный 14,6. На дату составления отчета скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-65 закончена бурением в сентябре 2010г, в скважине были опробованы пласты Ю-VIIБ-1, Ю-III-1 горизонтов. 22-27.09.2010г при опробовании горизонта Ю-VIIБ-1 в интервале 2445-2455м был получен приток газа и конденсата. Замеренный при 6 мм штуцере дебит газа составил  $38,655 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ , дебит конденсата -  $7,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Затем скважину останавливали на замер КВД. По результатам КВД пластовое давление составило 23,1 МПа, пластовая температура -  $88,5^\circ\text{C}$  (таблица 3.1.3, рисунок 3.1.8) Скин-фактор получен положительный 4,3, что свидетельствует о кольтматации призабойной зоны пласта. Установив взрыв пакер на глубине 2440м, в период с 30.09 по 04.10.2010г на этом же горизонте из интервала 2414-2429м получен приток газа с конденсатом и водой, дебит конденсата при 10 мм штуцере составил  $101 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

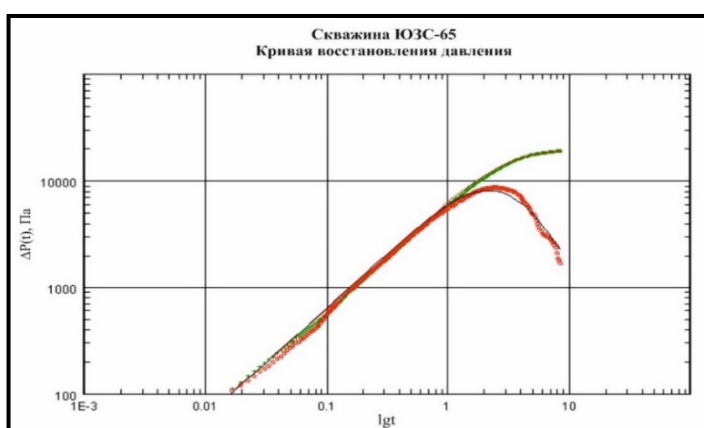


Рис. 3.1.8 – Скважина ЮЗС-65. Кривая восстановления давления

За период 04-11.10.2010г опробовали интервал 2102,0-2105,0м вне горизонта методом свабирования, приток пластового флюида не получен. По состоянию на 01.01.2023г скважина находится в бездействии.

Разведочная скважина ЮЗС-30 закончена бурением в 2015г, в скважине были опробованы пласты горизонта Ю-VI-A-2. За период 24.07.2015-15.08.2017гг опробовали интервал 2647,0-2657,0м методом свабирования. Дебит нефти составил 10,05 м<sup>3</sup>/сут. Объект является нефтеносным. На 01.01.2023г находится в бездействии.

Скважина ЮЗС-31 была пробурена в 2015г. Было опробование 2 горизонтов Ю-VII-A-2 и Ю-VI-Г. За период 04-11.10.2015г был опробован интервал 2395,0-2399,0м. Дебит газа составил 29 м<sup>3</sup>/сут при штуцере 5 мм, 40,2 м<sup>3</sup>/сут при штуцере 7 мм, 56,8 м<sup>3</sup>/сут при штуцере 9мм. Объект является газоконденсатным. С 06-24.07.2017г при опробовании горизонта Ю-VI-Г в интервале 2336,0-2338,0м, был получен приток нефти 8,273 м<sup>3</sup>/сут. Объект является нефтеносным с высоким давлением насыщения. На дату отчета скважина находится в бездействии.

Согласно рисунку 3.1.9 можно сказать, что южная часть горизонта Ю-III обладает низкими фильтрационными характеристиками. Исключение составляет район скважины №30, значение проницаемости которого составила 0,705 мкм<sup>2</sup>\*10<sup>-3</sup>. Северная часть обладает относительно хорошими фильтрационными свойствами. Практически все горизонты по шкале Теодоровича Г. И. классифицируются как слабопроницаемые и плохопроницаемые. По горизонту Ю-III хорошей проницаемостью по результатам КВД обладает зона вокруг скважины ЮЗС-12, расположенная в отдельном блоке (рисунок 3.1.9). По горизонту Ю-I самое высокое значение проницаемости (0,5\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>) было получено в скважине ЮЗС-102.

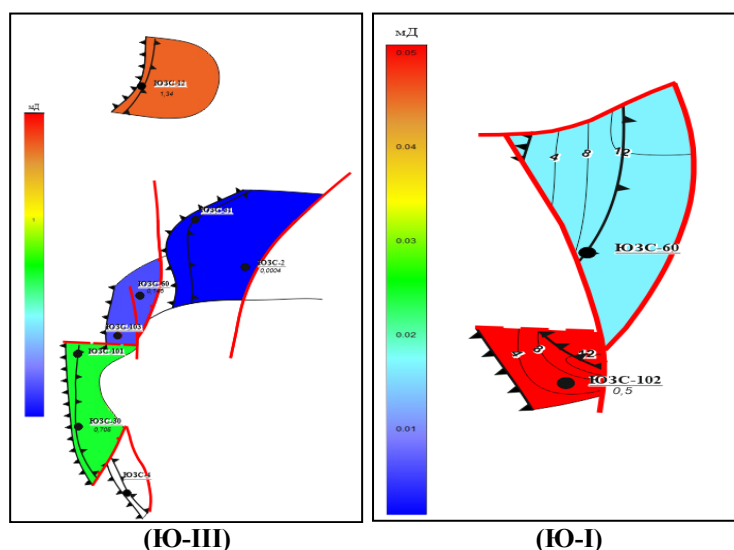


Рис. 3.1.9 - Карта проницаемости. Горизонты Ю-III и Ю-I

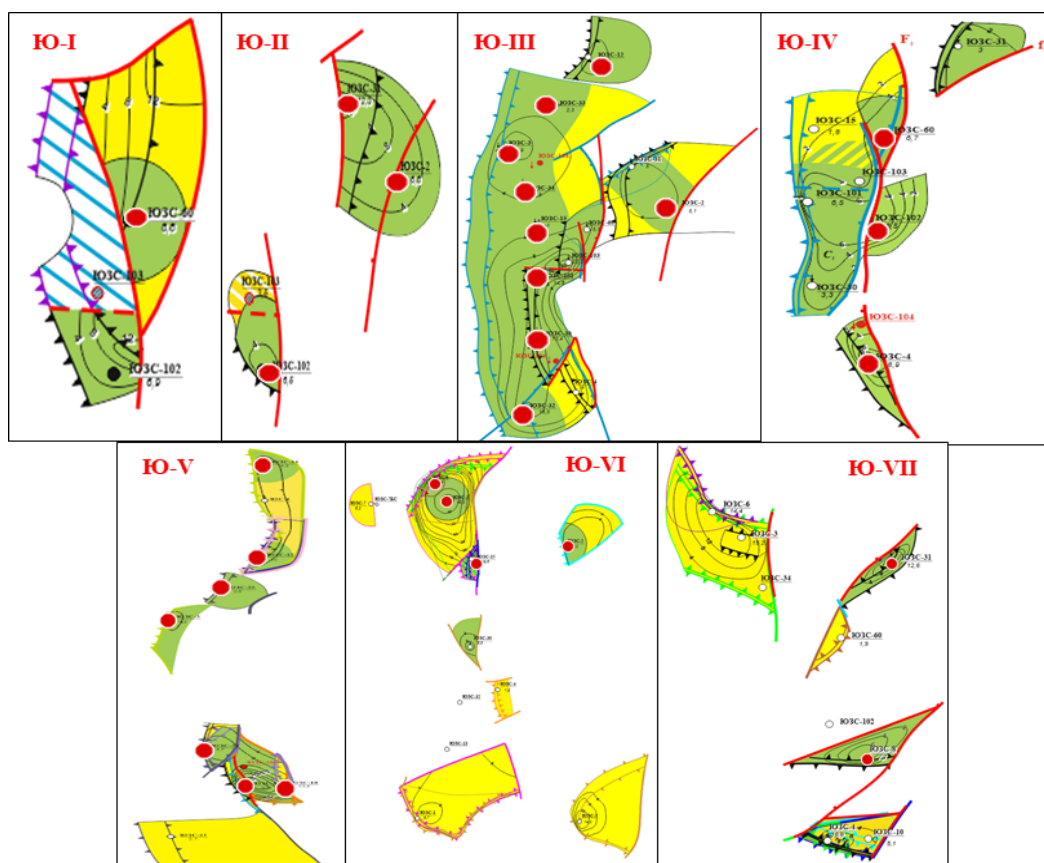


Рис. 3.1.10 - Карты охвата ГДИ по горизонтам

**Таблица 3.1.3 – Результаты гидродинамических исследований на месторождении Юго-Западный Сарыбулак**

№Скв	Дата	Интервал перфорации	Горизонты	Исследование	Рпл, МПа	Кпр, м³/сут*МПа	Проницаемость, мД	Гидро-проводность, мкм²*м/МПа*с	Скин-фактор	Температура, °С	Уд.коэф. прод.,м³/сут* МПа/м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЮЗС-65	27.09.2010	2445-2455	Ю-ВПБ-1	КВД	23,1	-	0,0009	-	4,3	88,5	-
ЮЗС-1	10.01.2010	2445-2455	Ю-IV-A-2	КВД	39,64	-	0,015	-	20,6	118,38	-
ЮЗС-1	13.01.2010	3504-3509	Ю-V-B-3	КВД	38,88	-	0,002	-	0,12	117,22	-
ЮЗС-1	19.01.2010	3477-3480	Ю-V-B-3	КВД	39,84	-	0,00054	-	1,8	116,61	-
ЮЗС-1	22.01.2010	3445-3454	Ю-V-B-3	КВД	40,23	-	0,019	-	11	116,44	-
ЮЗС-1	26.01.2010	3419-3421	Ю-V-B-3	КВД	39,88	-	0,007	-	-1,7	115,73	-
ЮЗС-1	10.12.2009	3667-3669	Ю-VI-A-2	КВД	25,92	-	0,013	-	-1,45	111,07	-
ЮЗС-1	31.12.2009	3570-3580	Ю-VI-B-1	КВД	37,79	-	0,073	-	-1,13	111,72	-
ЮЗС-1	23.02.2010	3252-3257	Ю-V-B-3	КВД	31,07	-	0,047	-	1,35	112	-
ЮЗС-1	15.02.2010	3304-3333	Ю-V-B-2	КВД	35,93	-	0,02	-	-1,76	112,6	-
ЮЗС-1	17.03.2010	2453-2457	Ю-IV-A-2	КВД	24,03	-	0,148	-	0,208	84,19	-
ЮЗС-1	27.03.2010	2348-2355	Ю-IV-A-1	КВД	22,45	-	0,146	-	2,08	80,12	-
ЮЗС-1	12.03.2010	2611-2622	Ю-V-A	КВД	24,27	-	1,61	-	-0,41	90,851	-
ЮЗС-1	28.02.2010	2805-2812	Ю-V-B-3	КВД	24,98	-	0,005	-	-0,73	98,7	-
ЮЗС-1	15.02.2010	3360-3390	Ю-V-B-3	КВД	36,34	-	0,007	-	4,8	114,68	-
ЮЗС-1	07.03.2010	2725-2727	Ю-V-B-2	КВД	26,6	-	-	-	-	95,4	-
ЮЗС-3	25.03.2012	3485-3488, 3512-3521	Ю-VII-B-1	КВД	29,13	-	0,126	-	17,6	119,72	-
ЮЗС-3	28.07.2011	2957-2968	Ю-VI-B-1	КВД	31,89	-	0,188	-	3,58	89,78	-
ЮЗС-3	25.03.2012	3069-3081	Ю-VI-B-3	КВД	32,62	-	0,254	-	177	107,4	-
ЮЗС-6	12.09.2012	3599-3601	Ю-VII-B-1	КВД	42,46	-	0,00747	-	-1,25	121,4	-
ЮЗС-6	27.08.2012	3674-3692	Ю-VII-B-2	КВД	44,47	-	0,00199	-	-1,29	124,16	-
ЮЗС-4	27.07.2012	3222-3236	Ю-VII-B-2	КВД	38,52	-	0,0023	-	3,21	112,17	-
ЮЗС-5	07.01.2013	3480-3490	Ю-VII-B-3	КВД	40,58	-	-	-	-0,797	118,5	-
ЮЗС-2	11.04.2011	2413-2423, 2431-2434	Ю-VIIB-1	КВД	25,61	-	0,0004	-	1,8	91,9	-
ЮЗС-2	29.07.2011	2181-2190	Ю-VII	КВД	18,24	-	-	0,056	-	82,9	-
ЮЗС-2	23.06.2012	1774-1778	Ю-III-1	КВД	14,03	-	0,0004	0,003	-4,1	63,5	-
ЮЗС-4	19. 03.2013	2338,5-2353, 2356,3-2366,1	Ю-VБ-1	КВД	8,56	0,87	0,0008	0,038	-0,7	81,6	0,04
ЮЗС-8	19.11.2013	2537-2542	Ю-VIIA-1	КВД	19,32	-	0,00002	0,0002	-6	96,1	-
	08.06.2014			КВД	15,65	2,71	0,0002	0,003	-1,8	92,1	0,54
ЮЗС-9	23.03.2014	1634,0-1636,0	Ю-VБ-1	КВД	17,43	11,05	1,99	10,454	28,8	62,1	5,53
ЮЗС-9	31.05.2014	1595-1601	Ю-VA	КВД	11,8	-	-	-	-	61,6	-
	20.06.2014			КВД	13,59	0,47	0,0182	0,038	-3,4	62,1	0,08
ЮЗС-34	16.07.2019	2067-2076	Ю-III-2	КВД	21,176	-	0,639	-	-5	74,846	-
ЮЗС-102	16.07.2019	1790-1800	Ю-I	КВД	18,905	-	0,5	-	-1,27	67,489	-
ЮЗС-32	16.07.2019	2151-2155, 2158-2161	Ю-III-2	КВД	20,056	-	0,322	-	-5,14	76,773	-
ЮЗС-30	16.07.2019	2037-2040, 2043-2046	Ю-III-1	КВД	20,802	-	0,705	-	-4,57	74,709	-
ЮЗС-12	16.07.2019	2080-2087	Ю-III-1	КВД	20,16	-	1,34	-	-4,18	73,276	-
ЮЗС-60	16.07.2019	1955-1964	Ю-III-1	КВД	20,28	-	0,146	-	-3,76	73,439	-
ЮЗС-3	28.07.2019	2751-2756, 2776-2787	Ю-VI-A-1	КВД	13,035	-	1,49	-	-3,83	94,165	-

Таблица 3.1.4 – Результаты замеров пластового давления за период с 2010г-2022г.

ЮЗС	Дата	Интервал перфорации	Горизонты	Исследование	Устьевое давление (МПа)		Рпл, МПа
					Ртр.	Рзатр.	
ЮЗС-1	10.01.2010	2445-2455	Ю-IV-A-2	КВД (DST)	-	-	39,64
ЮЗС-1	13.01.2010	3504-3509	Ю-V-B-3	КВД (DST)	-	-	38,88
ЮЗС-1	19.01.2010	3477-3480	Ю-V-B-3	КВД (DST)	-	-	39,84
ЮЗС-1	22.01.2010	3445-3454	Ю-V-B-3	КВД (DST)	-	-	40,23
ЮЗС-1	26.01.2010	3419-3421	Ю-V-B-3	КВД (DST)	-	-	39,88
ЮЗС-1	10.12.2009	3667-3669	Ю-VI-A-2	КВД (DST)	-	-	25,92
ЮЗС-1	31.12.2009	3570-3580	Ю-VI-B-1	КВД (DST)	-	-	37,79
ЮЗС-1	23.02.2010	3252-3257	Ю-V-B-3	КВД (DST)	-	-	31,07
ЮЗС-1	15.02.2010	3304-3333	Ю-V-B-2	КВД (DST)	-	-	35,93
ЮЗС-1	17.03.2010	2453-2457	Ю-IV-A-2	КВД (DST)	-	-	24,03
ЮЗС-1	27.03.2010	2348-2355	Ю-IV-A-1	КВД (DST)	-	-	22,45
ЮЗС-1	12.03.2010	2611-2622	Ю-V-A	КВД (DST)	-	-	24,27
ЮЗС-1	28.02.2010	2805-2812	Ю-V-B-3	КВД (DST)	-	-	24,98
ЮЗС-1	15.02.2010	3360-3390	Ю-V-B-3	КВД (DST)	-	-	36,34
ЮЗС-1	07.03.2010	2725-2727	Ю-V-B-2	КВД (DST)	-	-	26,6
ЮЗС-3	25.03.2012	3485-3488, 3512-3521	Ю-VII-B-1	КВД (DST)	-	-	29,13
ЮЗС-3	28.07.2011	2957-2968	Ю-VI-B-1	КВД (DST)	-	-	31,89
ЮЗС-3	25.03.2012	3069-3081	Ю-VI-B-3	КВД (DST)	-	-	32,62
ЮЗС-6	12.09.2012	3599-3601	Ю-VII-B-1	КВД (DST)	-	-	42,46
ЮЗС-6	27.08.2012	3674-3692	Ю-VII-B-2	КВД (DST)	-	-	44,47
ЮЗС-4	27.07.2012	3222-3236	Ю-VII-B-2	КВД (DST)	-	-	38,52
ЮЗС-5	07.01.2013	3480-3490	Ю-VII-B-3	КВД (DST)	-	-	40,58
ЮЗС-65	27.09.2010	2445-2455	Ю-VII-B-1	КВД	-	-	23,1
ЮЗС-2	11.04.2011	2413-2423, 2431-2434	Ю-VII-B-1	КВД	-	-	25,61
ЮЗС-2	29.07.2011	2181-2190	Ю-VI-Г	КВД	-	-	18,24
ЮЗС-2	23.06.2012	1774-1778	Ю-III-1	КВД	-	-	14,03
ЮЗС-4	19.03.2013	2338,5-2353, 2356,3-2366,1	Ю-V-B-1	КВД	-	-	8,56
ЮЗС-8	19.11.2013	2537-2542	Ю-VII-A-1	КВД	-	-	19,32
ЮЗС-8	08.06.2014	2537-2542	Ю-VII-A-1	КВД	-	-	15,65
ЮЗС-9	23.03.2014	1634,0-1636,0	Ю-V-B-1	КВД	-	-	17,43
ЮЗС-9	31.05.2014	1595-1601	Ю-V-A	КВД	-	-	11,8
ЮЗС-9	20.06.2014	1595-1601	Ю-V-A	КВД	-	-	13,59
ЮЗС-3	23.06.2012	2751-2756	Ю-V-B-1	Рпл	-	-	14,03
ЮЗС-6	01.04.2016	3062-3070	Ю-VI-B-2	Рпл	8	13	22,5
ЮЗС-31	23.11.2017	2336-2338	Ю-VII-B-1	Рпл	6	6	8,17
ЮЗС-10	22.10.2018	2317-2325	Ю-V-B-2	Рпл	3,6	4	20,17
ЮЗС-3	22.10.2018	2185-3000	Ю-III-2	Рпл	0	0	16,17
ЮЗС-2	22.10.2018	1676-1682	Ю-II	Рпл	0,2	1,7	8,35
ЮЗС-8	26.10.2018	2537-2542	Ю-VII-A-1	Рпл	0,8	9,2	21,99
ЮЗС-13	26.10.2018	2216-2221	Ю-III-2	Рпл	0	0	9,8
ЮЗС-6	26.10.2018	2987-2991	Ю-VI-A-2	Рпл	0	0	18,41
ЮЗС-7	26.10.2018	3629-3640	Ю-VII-B-1	Рпл	0	0,4	26,65
ЮЗС-2	21.12.2018	1676-1682	Ю-II	Рпл	0,2	1,8	6,65
ЮЗС-10	23.12.2018	2317-2325	Ю-V-B-2	Рпл	4,6	4,8	23,01
ЮЗС-7	22.12.2018	3629-3640	Ю-VII-B-1	Рпл	8,3	6,4	32,23
ЮЗС-8	23.12.2018	2537-2542	Ю-VII-A-1	Рпл	1,2	2,1	14,03
ЮЗС-13	20.12.2018	2216-2221	Ю-III-2	Рпл	0,1	0,1	9,63
ЮЗС-6	23.12.2018	2987-2991	Ю-VI-A-2	Рпл	1,1	1,4	14,93
ЮЗС-14	23.12.2018	2695-2707	Ю-V-B-1	Рпл	0,5	6,3	20,01
ЮЗС-60	23.12.2018	1955-1964	Ю-III-1	Рпл	0,1	3,3	12,07
ЮЗС-2	23.12.2018	1367-1370	Ю-III-1	Рпл(стат)	2	70	16,00
ЮЗС-6	23.12.2018	2987-2991	Ю-VI-A-2	Рпл(стат)	5	100	29,11
ЮЗС-7	23.12.2018	3629-3640	Ю-VII-B-1	Рпл(стат)	5	50	28,12
ЮЗС-8	23.12.2018	2537-2542	Ю-VII-A-1	Рпл(стат)	7	23	18,46

ЮЗС	Дата	Интервал перфорации	Горизонты	Исследование	Устьевое давление (МПа)		Рпл, МПа
					Ртр.	Рзатр.	
ЮЗС-10	23.12.2018	2317-2325	Ю-V-Б-2	Рпл(стат)	50	50	18,78
ЮЗС-12	23.12.2018	2738-2787	Ю-V-Б-2	Рпл(стат)	0	0	15,57
ЮЗС-13	23.12.2018	2360-2363	Ю-IV-A-1	Рпл(стат)	0	3	15,36
ЮЗС-14	23.12.2018	2695-2707	Ю-V-Б-1	Рпл(стат)	10	60	20,43
ЮЗС-15	23.12.2018	2788-2793	Ю-VI-Б-1	Рпл(стат)	3	25	20,82
ЮЗС-30	23.12.2018	2535-2538	Ю-V-Б-3	Рпл(стат)	6	60	25,69
ЮЗС-31	23.12.2018	2395-2399	Ю-VII-Б-2	Рпл(стат)	0	130	24,03
ЮЗС-32	23.12.2018	2184-2188	Ю-III-2	Рпл(стат)	19	13	14,30
ЮЗС-33	23.12.2018	2641-2645	Ю-V-Б-4	Рпл(стат)	0	26	19,24
ЮЗС-34	23.12.2018	2067-2076	Ю-III-2	Рпл(стат)	0	70	20,00
ЮЗС-60	23.12.2018	2144-2149	Ю-IV-A-2	Рпл(стат)	5	40	17,98
ЮЗС-31	22.07.2017	2336-2338	Ю-VII-Б-1	Рпл (град)	6	0,6	8,178
ЮЗС-6	01.04.2016	3062-3070	Ю-VI-Б-2	Рпл (град)	8	13	22,798
ЮЗС-10	21.11.2017	2317-2325	Ю-V-Б-1	Рпл (град)	1,0	0,9	15,87
ЮЗС-60	21.07.2018	1955-1964	Ю-III-1	Рпл (град)	-	-	18,116
ЮЗС-14	21.06.2019	2695-2697,2699-2701,2703-2707	Ю-V-Б-1	Рпл (град)	-	-	14,738
ЮЗС-6	22.06.2019	3062-3070 3075-3082,3085-3087	Ю-VI-Б-2	Рпл (град)	-	-	22,742
ЮЗС-15	27.06.2019	2118-2126	Ю-III-2	Рпл (град)	-	-	21,514
ЮЗС-31	27.06.2019	1719-1728	Ю-II	Рпл (град)	-	-	17,853
ЮЗС-65	28.06.2019	2102-2105	Ю-IV-A-2	Рпл (град)	-	-	22,93
ЮЗС-34	16.07.2019	2067-2076	Ю-III-2	КВД	-	-	21,176
ЮЗС-102	16.07.2019	1790-1800	Ю-I	КВД	-	-	18,905
ЮЗС-32	16.07.2019	2151-2155, 2158-2161	Ю-III-2	КВД	-	-	20,056
ЮЗС-30	16.07.2019	2037-2040, 2043-2046	Ю-III-1	КВД	-	-	20,802
ЮЗС-12	16.07.2019	2080-2087	Ю-III-1	КВД	-	-	20,16
ЮЗС-60	16.07.2019	1955-1964	Ю-III-1	КВД	-	-	20,28
ЮЗС-3	28.07.2019	2751-2756, 2776-2787	Ю-VI-A-1	КВД	0,25	0,19	13,035
ЮЗС-2	01.12.2020	1676-1682	Ю-II	Рпл(стат)	2	7	10,64
ЮЗС-3	01.12.2020	2185-3000	Ю-III	Рпл(стат)	3	0	18,78
ЮЗС-4	01.12.2020	2141-2151	Ю-IV-A-1	Рпл(стат)	0	1	12,97
ЮЗС-6	01.12.2020	3062-3087	Ю-VI-Б-2	Рпл(стат)	15	130	33,03
ЮЗС-7	01.12.2020	3629-3640	Ю-VII-Б-1	Рпл(стат)	0	5	27,97
ЮЗС-8	01.12.2020	2537-2542	Ю-VII-A-1	Рпл(стат)	9	25	16,85
ЮЗС-10	01.12.2020	2317-2325	Ю-V-Б-2	Рпл(стат)	52	52	18,43
ЮЗС-12	01.12.2020	2080-2087	Ю-III-1	Рпл(стат)	5	30	13,76
ЮЗС-13	01.12.2020	2216-2221	Ю-III-2	Рпл(стат)	0	3	16,75
ЮЗС-14	01.12.2020	2695-2707	Ю-V-Б-1	Рпл(стат)	14	0	14,37
ЮЗС-15	01.12.2020	2118-2126	Ю-III-2	Рпл(стат)	5	8	11,98
ЮЗС-30	01.12.2020	2037-2046	Ю-III-1	Рпл(стат)	10	65	19,43
ЮЗС-31	01.12.2020	1717-1728	Ю-II	Рпл(стат)	35	10	6,87
ЮЗС-32	01.12.2020	2151-2161	Ю-III-2	Рпл(стат)	21	15	13,96
ЮЗС-34	01.12.2020	2067-2076	Ю-III-2	Рпл(стат)	10	0	13,45
ЮЗС-60	01.12.2020	1955-1964	Ю-III-1	Рпл(стат)	160	100	22,21
ЮЗС-65	01.12.2020	2102-2105	Ю-III-2	Рпл(стат)			8,75
ЮЗС-101	01.12.2020	2039-2058	Ю-III-1	Рпл(стат)	5	6,5	8,62
ЮЗС-102	01.12.2020	1790-1800	Ю-I	Рпл(стат)	10	65	11,69
ЮЗС-103	01.12.2020	2185-2206	Ю-IV-A-2	Рпл(стат)	5,6	3,4	14,00

**Выводы и рекомендации:**

- Всего на месторождении было проведено 39 исследований КВД в 15 скважинах, 3 исследования МУО в 3 скважинах, а также 27 прямых замеров пластового давления путем спуска манометра в 12 скважинах и 76 замеров статических уровней в 24 скважинах и 1039 замеров динамических уровней в 3 скважинах.
- Скин-факторы определены по всем скважинам, по которым были проведены гидродинамические исследования и в основном 40% имеют положительные значения, а остальные 52% отрицательные значения что свидетельствует о хорошем состоянии призабойных зон скважин. По скважинам №№1, 3, 4, 9, 65 получены высокие значения скин-фактора, что говорит о высокой загрязненности призабойных зон этих скважин, что негативно влияет на их производительность. По данным скважинам рекомендуется провести ГТМ по очистке призабойных зон скважин.
- С целью уточнения энергетического состояния залежи, фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и продуктивной характеристики скважин рекомендуется продолжить прямые замеры пластовых и забойных давлений. Также рекомендуется выполнение ГТМ по снижению значения скин-фактора, результат которого отмечается увеличением значения коэффициента продуктивности.



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

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

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

На месторождении пробная эксплуатация осуществляется согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак» выполненному в 2017г и утвержденному письмом комитета геологии и недропользования №27-5-112-и от 17.01.2018г. Согласно данному проектному документу на месторождении, Юго-Западный Сарыбулак выделено 14 объектов пробной эксплуатации, которые выглядят следующим образом:

- |                                      |                                                 |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------|
| ❖ I объект –Ю-I (ЮЗС-60);            | ❖ X объект –Ю-VIB-1 (ЮЗС-3, ЮЗС-6, ЮЗС-7);      |
| ❖ II объект –Ю-III-1 (ЮЗС-2);        |                                                 |
| ❖ III объект–Ю-IVA-1 ЮЗС-60);        | ❖ XI объект –Ю-VIB-2 (ЮЗС-3, ЮЗС-6);            |
| ❖ IV объект –Ю-IVA-1 (ЮЗС-4);        |                                                 |
| ❖ V объект –Ю-VA (ЮЗС-9);            | ❖ XII объект –Ю-VII (ЮЗС-2);                    |
| ❖ VI объект –Ю-VB-1 (ЮЗС-4);         | ❖ XIII объект –Ю-VIIA-1 (ЮЗС-4, ЮЗС-8, ЮЗС-10); |
| ❖ VII объект –Ю-VB-1 (ЮЗС-9);        |                                                 |
| ❖ VIII объект –Ю-VB-3 (ЮЗС-12);      | ❖ XIV объект –Ю-VIIB-1 (. ЮЗС-4)                |
| ❖ IX объект –Ю-VIA-1 (ЮЗС-3, ЮЗС-6); |                                                 |

В 2019г был выполнен «Подсчет запасов нефти, конденсата, свободного газа и растворенного газа месторождения Юго-Западный Сарыбулак по состоянию на 02.01.2019г» на основании договора №22-353/2018 от 04.12.2018г между АО «СНПС – Ай Дан Мунай» и ТОО «Timal Consulting Group» и утвержден ГКЗ РК (протокол №2056-19-У от 12.06.2019г).

На основании «Подсчета запасов...» в 2019г был составлен проект «Проект разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак», (протокол ЦКРР РК №13/16 от 13.09.2019г.). Утвержденный вариант разработки предусматривал уплотнение сетки скважин и дополнительное бурение 10 добывающих скважин. Фонд скважин должен составить 25 добывающих и 3 водонагнетательных соответственно.

Согласно «Проекту разработки...», на месторождении было выделено 5 основных и 2 возвратных объекта, которые выглядят следующим образом:

- I объект – горизонт Ю-III (пласт 1 и 2);
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты А-1, А-2);

- III объект – горизонт Ю-V (пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2);
- IV объект – горизонт Ю-VI (пласты А-1, Б-1, Б-2, Г);
- V объект – горизонт Ю-VII (пласты А-1, А-2, Б-1);
- I возвр. объект – горизонт Ю-I.
- II возвр. объект – горизонт Ю- II

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

Таким образом, согласно Проекту разработки, не разрабатывалось, все операции по добыче осуществлены в рамках «Дополнение к проекту пробной...», соответственно в таблице 3.2.1. Распределение скважин по объектам указано в соответствии с ДППЭ, в рамках которого каждый продуктивный пласт был выбран как отдельный объект. Характеристика фонда скважин и распределенные по горизонтам (объектам) на 01.01.2023г приведена в таблице 3.2.1.

Всего в период пробной эксплуатации на месторождении пробурено 8 скважин, в том числе 3 опережающе-добывающих (ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-103) и 5 разведочных скважин (ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-32, ЮЗС-33, ЮЗС-34). На 01.01.2023г на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 25 ед. который распределяется следующим образом: Эксплуатационный фонд – 25 скважин (все в бездействии); В консервации – 1 скважина;

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



**Рис. 3.2.1 - Распределение фонда скважин**

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023г

Фонд скважин		Категория скважин	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ГОРИЗОНТЫ														Всего
			I объект Ю-I	II объект - Ю-III-1	III объект -Ю-IVA-1	IV объект Ю-IVA-1	V объект Ю-VA	VI объект Ю-VБ-1	VII объект Ю-VБ-1	VIII объект Ю-VБ-3	IX объект Ю-VIA-1	X объект Ю-VIB-1	XI объект Ю-VIB-2	XII объект Ю-VIG	XIII объект Ю-VIIA-1	XIV объект Ю-VIБ-1	
Эксплуатационный фонд	В бездействии	Фонтанные		ЮЗС-2 ЮЗС-33	ЮЗС-13	ЮЗС-103	ЮЗС-9	ЮЗС-10		ЮЗС-14		ЮЗС-5					8
		ШГН	ЮЗС-102	ЮЗС-30 ЮЗС-34 ЮЗС-31 ЮЗС-32	ЮЗС-60 ЮЗС-65			ЮЗС-4		ЮЗС-12	ЮЗС-3	ЮЗС-15 ЮЗС-101	ЮЗС-6 ЮЗС-11		ЮЗС-8	ЮЗС-7	16
Итого в бездействии:			1	6	3	1	1	2	0	2	1	3	2	0	1	1	24
Итого эксплуатационных скважин:			24														24
В консервации			ЮЗС-1														1
Итого фонд скважин:			25														25

В 2017 году было утверждено Дополнение к проекту пробной эксплуатации с показателями ПЭ на 2017-19гг. Согласно проектным показателям эксплуатация была предусмотрена по скважинам ЮЗС-3 и ЮЗС-4. Фактически, скважина ЮЗС-3 вступила в эксплуатацию с начальными дебитами нефти и жидкости 8,6 и 19,4 т/сут соответственно. Также, в 2017г пробурены две разведочные скважины ЮС-33 и ЮЗС-34.

В 2018 году согласно проекту ДППЭ было предусмотрено ввод в эксплуатацию 6 скважин (ЮЗС-2, ЮЗС-6, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-12, ЮЗС-60) из числа ранее пробуренных и 2 скважин (ЮЗС-101, ЮЗС-102) из бурения. Проектные скважины ЮЗС-101 и ЮЗС-102 были пробурены в середине 2018 года и на дату отчета находятся в бездействии. В течении пробной эксплуатации были опробованы 10 скважин (ЮЗС-12, ЮЗС-15, ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-32, ЮЗС-33, ЮЗС-34, ЮЗС-60, ЮЗС-101, ЮЗС-102).

В 2019 году согласно проекту ДППЭ было предусмотрено ввод в эксплуатацию 4 скважин (ЮЗС-2, ЮЗС-9, ЮЗС-4, ЮЗС-60) из числа ранее пробуренных и 1 скважины (ЮЗС-103) из бурения. Фактически, проектная скважина ЮЗС-103 была пробурена в середине 2019г и на дату отчета находится в бездействии разведочного фонда. В 2019 году в действующем фонде числились 2 скважины ЮЗС-3 (IX объект) и ЮЗС-4 (IV объект), которые эксплуатировались с дебитом нефти 2,5т/сут и 3,6т/сут соответственно, с обводненностью 58,9% и 29% соответственно. Обе скважины оборудованы ШГН, с числом качания 25 об/мин соответственно. В целом по месторождению на конец 2019г накопленная добыча нефти и жидкости составила 9,9 и 15,8 тыс.т соответственно.

В процессе эксплуатации скважин возникали осложнения в виде загрязнения призабойной зоны скважин из-за смоло-парафиновых отложений, вследствие чего для проведения мероприятий по очистке ПЗС (ОГН) скважины периодически останавливались, которое в свою очередь негативно отразилось как на значении коэффициента эксплуатации, так и на добыче. Основной причиной остановок скважин является низкий динамический уровень в стволе жидкости, в следствие чего скважины находятся в ожидании КРС.

### ***Характеристика отборов нефти, жидкости и попутного газа***

Месторождение вступило в пробную эксплуатацию в 2016г. согласно «Проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак», утвержденного письмом №27-5-1733-И от 08.07.2015г Комитета Геологии и Недропользования. Основные решения проектного документа:

❖ В соответствии проектному решению продолжительность пробной эксплуатации составляет 3 года (2015-2017гг);

- ❖ Проведение пробной эксплуатации планировалось осуществлять существующим фондом пробуренных разведочных скважин ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-12, ЮЗС-60;
- ❖ Предусматривалось бурение трех опережающих добывающих скважин ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-103 для оценки продуктивности залежей;
- ❖ Пробную эксплуатацию предусматривалось вести на естественном режиме.

В связи с задержкой ввода скважин в эксплуатацию с консервации и бездействия, а также из бурения в 2017 году составлено Дополнение к проекту пробной эксплуатации, которое утверждено на 3 года с сохранением основных проектных решений ППЭ-2015г.

Всего в рамках проекта выделено 14 объектов, из которых в период 2016-2018гг в пробную эксплуатацию планировалось ввести 10 объектов, III, VI, VII и XII объекты будут вводиться в 2019 году, путем перевода скважин с других объектов.

Фактически, в пробную эксплуатацию были введены только IV (скв. ЮЗС-4) и IX (скв. ЮЗС-3) объекты. В 2019 в действующем фонде работали 2 скважины (ЮЗС-3 и ЮЗС-4), обе скважины эксплуатировались механизированным способом эксплуатации ШГН.

На рисунке 3.2.2 приведены основные эксплуатационные показатели скважин ЮЗС-3 и ЮЗС-4, где видно, что скважины эксплуатируются в периодическом режиме. Скважины в основном останавливались для проведения ГТМ по очистке от парафиноотложения, то есть по мере снижения дебитов нефти и увеличения обводненности.

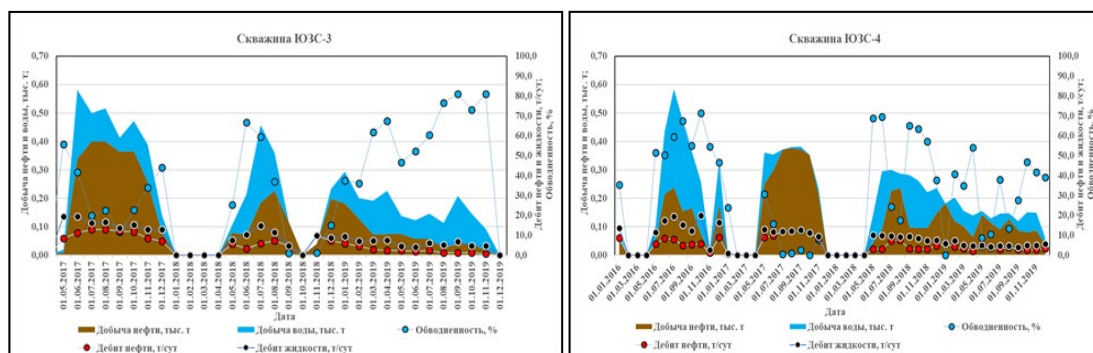


Рис. 3.2.2 – Основные показатели эксплуатации скважин ЮЗС-3 и ЮЗС-4

В период пробной эксплуатации в целом по месторождению всего добыто 9,88 тыс.т нефти, 15,78 тыс.т жидкости и 0,416 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа, в том числе 59% добычи приходится на долю IV объекта, остальная часть на IX объект.

#### В целом по месторождению

Распределение текущей добычи за 2019г и накопленной добычи по состоянию на 01.01.2023г представлена на рисунке 3.2.3, по которой можно сделать вывод, что основная доля текущей и накопленной добычи приходится на IV объект разработки.

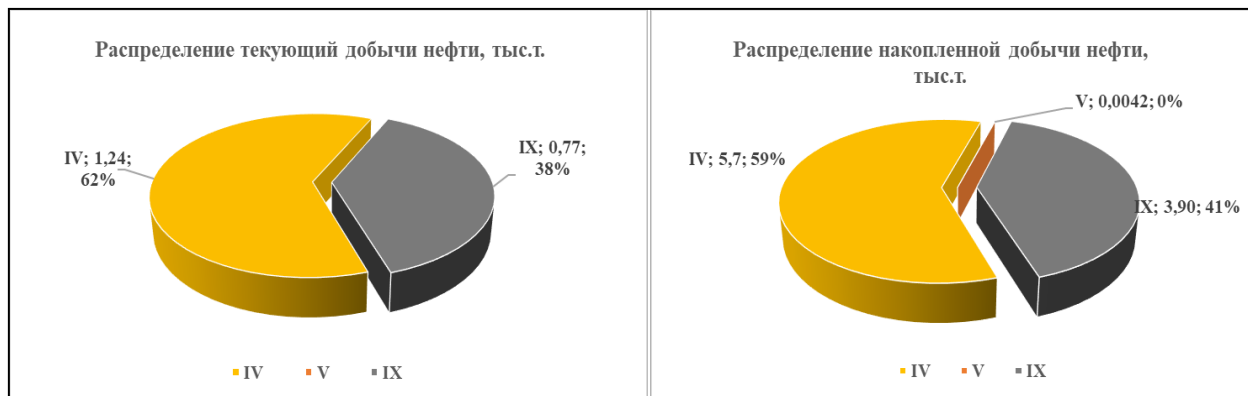


Рис. 3.2.3 - Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки

За 2017г добыча нефти в целом по месторождению составила 4,45 тыс.т, жидкости – 5,47 тыс.т, нефтяного газа – 0,18 млн.м<sup>3</sup>. Годовая обводненность продукции составила 18,63%, газовый фактор – 41,02м<sup>3</sup>/т. Фонд добывающих скважин составил 10 ед., из них действующие 2 ед.

За 2018г добыча нефти в целом по месторождению составила 2 тыс.т, жидкости – 3,66 тыс.т, нефтяного газа – 0,08 млн.м<sup>3</sup>. Годовая обводненность продукции составила 45,22%, газовый фактор – 37,87м<sup>3</sup>/т. Как и в предыдущем году фонд добывающих скважин составил 10 ед., из них действующие 2 ед.

За 2019г добыча нефти, жидкости и нефтяного газа по месторождению составили 2,29 тыс.т., и 3,99 тыс.т. и 0,08 млн.м<sup>3</sup> соответственно. Годовая обводненность продукции составила 42,59%. Газовый фактор – 33,24 м<sup>3</sup>/т. Была пробурена проектная скважина ЮЗС-103 в середине 2019г и на дату отчета находятся в бездействии разведочного фонда. В действующем фонде работали 2 скважины ЮЗС-3 (IX объект) и ЮЗС-4 (IV объект), которые эксплуатировались с дебитом нефти 2,5т/сут и 3,6т/сут соответственно, с обводненностью 58,9% и 29% соответственно. Суммарный отбор нефти составил 9,88 тыс.т., 15,78 тыс.т. жидкости, 0,416 млн.м<sup>3</sup> нефтяного газа.

На рис. 3.2.4 приведена динамика основных показателей разработки в целом по месторождению, где видно, что пик добычи нефти приходится на 2017 год, где при действующем фонде добывающих скважин 2 ед., добыто 4,5 тыс.т. Далее, по мере роста обводненности, которое привело к снижению доли нефти в продукции, годовая добыча начала снижаться. Начиная с 2017 года отмечается интенсивный рост обводненности, можно отметить, что с увеличением обводненности также стремительно снижается среднесуточный дебит нефти, которое наравне с значительным количеством

бездействующих скважин из-за высокой обводненности, привело к снижению годовой добычи нефти.

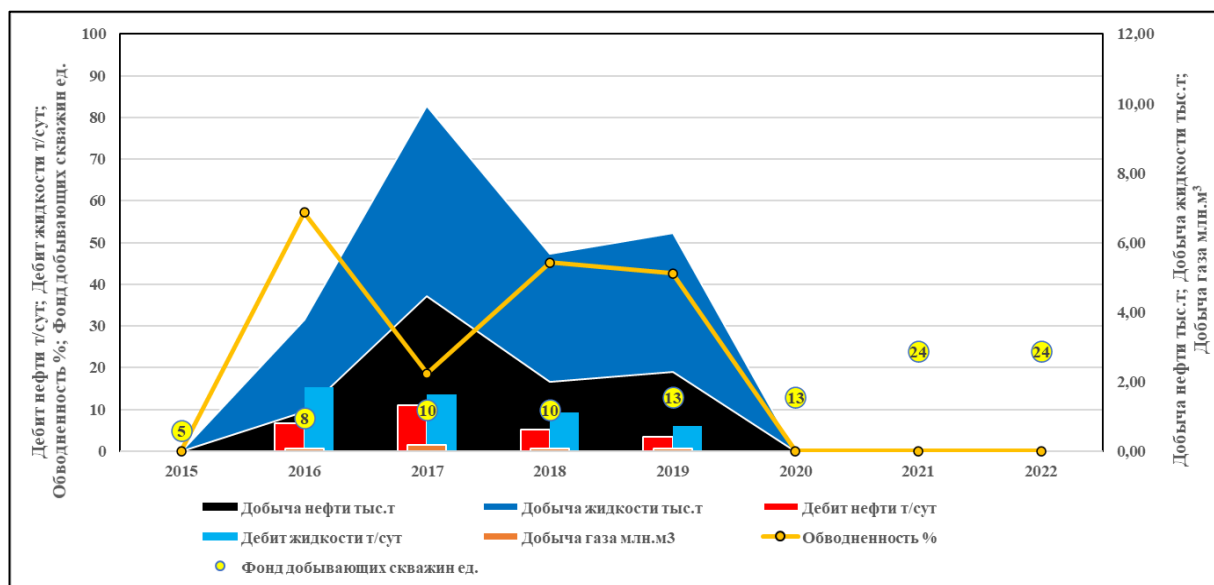


Рис. 3.2.4 - Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению

По IV объекту по проекту пробная эксплуатация планировалась с 2017г посредством одной скважины №ЮЗС-4 с дебитом нефти и жидкости 4,75 и 7 т/сут соответственно. За 2018г несмотря на низкое значение коэффициента эксплуатации скважин годовая добыча нефти составила 1,1 тыс.т., в результате высоких дебитов нефти – 4,5 т/сут. Обводненность составила 49%. В 2019г годовая добыча нефти составила 1,23 тыс.т., дебитов нефти составил – 3,6 т/сут. Обводненность составила 29,02%.

По IX объекту по проекту пробная эксплуатация планировалась с 2016г путем перевода одной скважины с другого объекта. За 2017г годовая добыча нефти составила 2,1 тыс.т., в результате высоких дебитов нефти – 11,4 т/сут. Обводненность составила 17,6%, газовый фактор на уровне проекта и составил 11,4м³/т. В 2018г годовая добыча ниже проекта на 0,95 тыс.т или 50%, в результате низкого значения коэффициента эксплуатации скважин (0,42 д.ед. при проекте 0,95 д.ед.). Обводненность составила 40%, газовый фактор – 11,4 м³/т. За 2019г годовая добыча ниже проекта на 0,63 тыс.т или 45%, Обводненность превышает проектное значение и составило 58,91%, газовый фактор – 11,39 м³/т.

Ниже приведены фактические технологические показатели по двум эксплуатационным объектам и в целом по месторождению в таблицах 3.2.2 - 3.2.4.



Таблица 3.2.2 - Основные технологические показатели в целом по месторождению

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Добыча нефти	тыс.т	4,45	2,00	2,29	0,00	0,00	0,00
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	5,59	7,59	9,88	9,88	9,88	9,88
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,18	0,08	0,08	0,00	0,00	0,00
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,262	0,340	0,416	0,416	0,416	0,416
5	Текущий КИН	доли ед.	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,40	0,18	0,20	0,00	0,00	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,40	0,18	0,21	0,00	0,00	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,50	0,68	0,88	0,88	0,88	0,88
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	41,02	38,87	33,24	0,0	0,0	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	18,63	45,22	42,59	0,0	0,0	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	5,47	3,66	3,99	0,00	0,00	0,00
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	8,13	11,79	15,78	15,78	15,78	15,78
13	Ввод добывающих скважин	ед.	1	0	1	0	11	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	1	0	0	0
	в т.ч. из разведочного фонда	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из освоения	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод скважин из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	10	10	13	13	24	24
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	2	2	2	0	0	0
18	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	11,05	5,05	3,39	0,0	0,0	0,0
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	13,58	9,22	5,91	0,0	0,0	0,0
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,45	0,20	0,11	0,0	0,0	0,0
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,78	0,76	0,82	0,0	0,0	0,0

Таблица 3.2.3 - Основные технологические показатели по IV объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Добыча нефти	тыс.т	2,24	1,087	1,239	0,000	0,000	0,000
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	3,37	4,46	5,70	5,70	5,70	5,70
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,16	0,07	0,05	0,00	0,00	0,00
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,23	0,30	0,35	0,35	0,35	0,35
5	Текущий КИН	доли ед.	0,009	0,012	0,015	0,015	0,015	0,015
6	Темп отбора от НИЗ	%	3,15	1,53	1,74	0,00	0,00	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	3,20	1,61	1,86	0,00	0,00	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	4,75	6,28	8,03	8,03	8,03	8,03
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	69,7	62,1	37,9	0,0	0,0	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	8,23	48,94	29,02	0,0	0,0	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	2,44	2,13	1,75	0,00	0,00	0,00
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	5,09	7,22	8,97	8,97	8,97	8,97
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	0	0	0
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	10,80	4,45	3,59	0,0	0,0	0,0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	11,77	8,72	5,06	0,0	0,0	0,0
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,75	0,28	0,14	0,0	0,0	0,0
20	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,84	0,80	0,95	0,0	0,0	0,0

Таблица 3.2.4 - Основные технологические показатели по IX объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Добыча нефти	тыс.т	2,21	0,92	0,77	0,00	0,00	0,00
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2,21	3,13	3,90	3,90	3,90	3,90
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,025	0,010	0,009	0,000	0,000	0,000
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
5	Текущий КИН	доли ед.	0,008	0,011	0,014	0,014	0,014	0,014
6	Темп отбора от НИЗ	%	3,81	1,58	1,33	0,00	0,00	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	3,81	1,65	1,41	0,00	0,00	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	3,81	5,40	6,73	6,73	6,73	6,73
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	11,39	11,39	11,39	0,0	0,0	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	27,02	40,04	58,91	0,0	0,0	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	3,031	1,531	1,878	0,000	0,000	0,000
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	3,03	4,56	6,44	6,44	6,44	6,44
13	Ввод добывающих скважин	ед.	1	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из разведочного фонда	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из освоения	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	0	0	0
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	11,35	6,00	2,55	0,0	0,0	0,0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	15,55	10,01	6,20	0,0	0,0	0,0
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,13	0,07	0,03	0,0	0,0	0,0
20	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,80	0,71	0,91	0,0	0,0	0,0

### ***Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации***

Как отмечено ранее, месторождение Юго-Западный Сарыбулак ввиду задержки полного обустройства месторождения и актуального Контракта на добычу, по истечению периода разведки (12.12.2019г.) было остановлено и в промышленную разработку не вступило. По состоянию 01.01.2023 месторождение не разрабатывается. Учитывая вышеизложенное, фактически, в 2019г эксплуатация месторождения осуществлялась согласно проекту пробной эксплуатации.

Согласно «Дополнению к проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак» на месторождении планировался перевод существующих скважин между объектами и бурение 3 опережающе-добывающих скважин с целью максимального получения информации по продуктивности каждого из объектов.

В таблице 3.2.5 приведен график ввода в пробную эксплуатацию пробуренных разведочных и проектных опережающих добывающих скважин согласно проектному документу. По факту работали 2 скважины и перевода между объектами не наблюдалось.

Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объектам и в целом по месторождению приведены в таблицах 3.2.6 – 3.2.17.

**Таблица 3.2.5 – График ввода скважин в пробную эксплуатацию**

ГОД	Объекты пробной эксплуатации													
	Номера скважин действующего фонда													
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV
2017				4					3					
2018	60	2		4	9			12	3	101*	6		102*, 8	4
2019	60	2	60	103*	9	4	9	12	3	101*	6	2	102*, 8	4

• - проектные скважин

Как уже отмечено выше, из выделенных в рамках проекта 14 объектов в период 2016-2018гг в пробную эксплуатацию планировалось ввести 10 объектов, остальные 4 объекта (III, VI, VII и XII объекты) будут вводиться в 2019 году, соответственно сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации приведено по 10 объектам.

Согласно проекту ПЭ в 2015 году при фонде добывающих скважин 8 ед. добыча нефти составит 2,3 тыс.т. В течение года в добывающий фонд планировался ввести 8 скважин (ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-12, ЮЗС-60), тем самым включив в пробную эксплуатацию 8 объектов: III, VII, VIII, X-XIV.

Фактически, «Проект пробной эксплуатации ...» утвержден в середине 2015г., согласно письме Комитета геологии и недропользования №27-5-1733-и от 08.07.2015г. В свою очередь «Программа развития переработки попутного газа на этапе пробной эксплуатации месторождения Юго-западный Сарыбулак», в рамках которого приводятся объемы сжигания попутного и/или природного газа при проведении нефтяных операций, Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки попутного газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки попутного газа при Министерстве Энергетики РК рассмотрена и согласована 18 декабря 2015 года протоколом №4. Таким образом, в связи с поздним согласованием разрешительных документов, в 2015 году месторождение в пробную эксплуатацию не вступило.

В этом же году составлен и утвержден «Проект оценочных работ ...» (протокол МИР РК №27-5-1735 от 07.08.2015г), в рамках которого предусмотрено бурение 5 разведочных скважин (ЮЗС-30-34), из них скважины ЮЗС-30, 31, 32 пробурены и испытаны в 2015 году. Стоит отметить, что в скважинах опробование осуществлено путем свабиrowания, при этом приток получен только после проведения ГРП. При опробовании динамические уровни скважин характеризуются резким снижением, что говорит о слабой энергетике пластов, вследствие чего практически ни в одной скважине период испытания не достигает 90 дней.

В 2016 году согласно проекту ПЭ при фонде добывающих скважин 10 ед. и среднесуточных дебитах нефти 3,7 т/сут добыча нефти составит 9,6 тыс.т. В течение года запланирован ввод в эксплуатацию из бурения две скважины (ЮЗС-101 и ЮЗС-102) и движение фонда ранее пробуренных скважин между объектами, вследствие чего в пробную эксплуатацию дополнительно будут введены 3 объекта (V, VI, IX).

Фактически, в эксплуатацию вступила скважина ЮЗС-4 с начальными дебитами нефти и жидкости 8,8 и 13,6 т/сут соответственно, с обводненностью 35,4% и оборудована ШГН. В течение года скважина работала в периодическом режиме, вследствие чего коэффициент эксплуатации составил 0,474 д.ед. Годовая добыча нефти составила 1,14 тыс.т. Газовый фактор составил 70 м<sup>3</sup>/т, при проекте 436 м<sup>3</sup>/т, значительное отставание связано с тем, что в проекте добыча планировалась преимущественно из объектов V-XIII, характеризующихся высоким газосодержанием (427-535 м<sup>3</sup>/т). Среднегодовая обводненность составила 57%, при проекте 27,3%.

Как уже отмечено выше, в связи с задержкой выполнения проектных решений по вводу скважин в эксплуатацию в 2017 году утверждено Дополнение к проекту пробной эксплуатации с показателями на 2017-19гг.

Согласно проектным показателям в течение года эксплуатация предусмотрена по скважинам ЮЗС-3 и ЮЗС-4. Годовая добыча нефти при действующим фонде добывающих скважин 2 ед. составит 4,14 тыс.т. Среднесуточные дебиты нефти и жидкости составят 4,53 и 7,4 т/сут соответственно. Фактически, скважина ЮЗС-3 вступила в эксплуатацию с начальными дебитами нефти и жидкости 8,6 и 19,4 т/сут соответственно, в результате чего действующий фонд добывающих скважин соответствует проектному значению и составляет 2 ед. Добыча нефти составила 4,5 тыс.т. и превышает проектное значение на 7%. Газовый фактор составил 41 м<sup>3</sup>/т, что на уровне проекта. Обводненность составила 18,6%, что ниже проекта 20,5%.

Также, в течение года пробурены две разведочные скважины ЮЗС-33 и ЮЗС-34.

В 2018 году согласно проекту предусмотрен ввод в эксплуатацию 6 скважин (ЮЗС-2, ЮЗС-6, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-12, ЮЗС-60) из числа ранее пробуренных и 2 скважины (ЮЗС-101, ЮЗС-102) из бурения, в результате чего фонд добывающих скважин составит 11 ед., проектная добыча нефти - 4,2 тыс.т. Среднесуточные дебиты нефти и жидкости составят 2,5 и 3,8 т/сут соответственно.

Фактически, проектные скважины ЮЗС-101 и ЮЗС-102 пробурены в середине 2018г. В целом, в течение пробной эксплуатации опробованы 10 скважин (ЮЗС-12, ЮЗС-15, ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-32, ЮЗС-33, ЮЗС-34, ЮЗС-60, ЮЗС-101, ЮЗС-102). Опробование в основном осуществлялось компрессированием – закачкой азота. В 6

скважинах (ЮЗС-12, ЮЗС-15, ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-32, ЮЗС-60) приток получен после проведения гидроразрыва пласта (ГРП), при этом из-за нестабильности притока ни в одной скважине режимные исследования не проводились. В скважинах (ЮЗС-3, ЮЗС-4), которые находились в эксплуатации среднесуточные дебиты нефти составили 5,1 т/сут, что превышает проектное значение в 2,5 раза. Добыча нефти составила 2,0 тыс.т., что ниже проекта на 52%. При превышающем значении среднесуточного дебита отставание по добыче связано с отставанием по фонду добывающих скважин и низким значением коэффициента эксплуатации скважин. Газовый фактор составил 38,8 м<sup>3</sup>/т, при проекте 125,9 м<sup>3</sup>/т, которое связано с тем, что в проекте планировалось включение в эксплуатацию объектов, характеризующихся высоким газосодержанием (427-535 м<sup>3</sup>/т). Обводненность составила 45,2%, при проекте 32,7%.

В целом по месторождению на конец 2018г накопленная добыча нефти и жидкости составила 7,6 и 11,79 тыс.т соответственно.

В 2019 году согласно проекту предусмотрен ввод в эксплуатацию 4 скважин (ЮЗС-2, ЮЗС-9, ЮЗС-4, ЮЗС-60) из числа ранее пробуренных и 1 скважину (ЮЗС-103) из бурения, в результате чего фонд добывающих скважин составит 17 ед., проектная добыча нефти – 7,78 тыс.т. Среднесуточные дебиты нефти и жидкости составят 4,3 и 5,9 т/сут соответственно.

Фактически, проектная скважина ЮЗС-103 пробурена в середине года и на дату отчета находятся в бездействии разведочного фонда. Было выполнено опробование по данной скважине, которое осуществлялось компрессированием – закачкой азота. В скважине приток получен после проведения гидроразрыва пласта (ГРП), при этом из-за нестабильности притока режимные исследования не проводились.

В скважинах (ЮЗС-3, ЮЗС-4), которые находились в эксплуатации среднесуточные дебиты нефти составили 3,93 т/сут, что ниже проектного значения. Добыча нефти составила 2,29 тыс.т., что ниже проекта на 71%. Отставание по добыче нефти соответственно и по дебиту нефти связано с отставанием по фонду добывающих скважин и низким значением коэффициента эксплуатации скважин. Газовый фактор составил 33,2 м<sup>3</sup>/т, при проекте 276,3 м<sup>3</sup>/т, которое связано с тем, что в проекте планировалось включение в эксплуатацию объектов, характеризующихся высоким газосодержанием (427-535 м<sup>3</sup>/т). Обводненность составила 42,59%, при проекте 26,6%.

В целом по месторождению на конец 2019г накопленная добыча нефти и жидкости составила 9,9 и 15,8 тыс.т соответственно.

Далее рассмотрим сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации отдельно по каждому объекту. Стоит отметить, что описание динамики

добычи приводится лишь по двум объектам (IV, IX), поскольку остальные объекты в пробную эксплуатацию не вступали.

По **IV объекту** по проекту пробная эксплуатация планировалась с 2017 года посредством одной скважины с дебитом нефти и жидкости 4,75 и 7 т/сут соответственно. Годовая добыча нефти составит 2,2 тыс.т., обводненность – 33%, газовый фактор 69 м<sup>3</sup>/т. Фактически, фонд скважин и добыча нефти на уровне проекта. Обводненность ниже проектного значения на 25%.

За 2018 год по проекту предусмотрено: добыча нефти – 1,4 тыс.т., обводненность – 36,4%, газовый фактор – 73 м<sup>3</sup>/т. Фактически, несмотря на низкое значение коэффициента эксплуатации скважин (0,67 д.ед. при проекте 0,95 д.ед.) годовая добыча нефти на уровне и составила 1,1 тыс.т., в результате высоких дебитов нефти – 4,5 т/сут. Обводненность превышает проекта на 13% и составила 49%, газовый фактор ниже проекта на 15%.

За 2019 год по проекту предусмотрено: добыча нефти – 1,75 тыс.т., обводненность – 29,45%, газовый фактор – 68,6 м<sup>3</sup>/т. Годовая добыча нефти практически на уровне и составила 1,23 тыс.т., дебитов нефти составил – 3,6 т/сут. Обводненность также на уровне проектной 29,02%, газовый фактор ниже проекта на 45%.

По **IX объекту** по проекту пробная эксплуатация планировалась с 2016 года путем перевода одной скважины с другого объекта с плановым дебитом нефти и жидкости 9,1 и 9,9 т/сут соответственно. Годовая добыча нефти составит 1,3 тыс.т., обводненность – 7,3%, газовый фактор 535,5 м<sup>3</sup>/т. Фактически, из-за задержки ввода скважин объект в пробную эксплуатацию не вступил.

За 2017 год в рамках ДППЭ предусмотрено: добыча нефти – 2,0 тыс.т., обводненность – 44,7%, газовый фактор – 10,2 м<sup>3</sup>/т. Фактически, несмотря на низкое значение коэффициента эксплуатации скважин (0,53 д.ед. при проекте 0,95 д.ед.) годовая добыча нефти превышает проекта на 12% и составила 2,1 тыс.т., в результате высоких дебитов нефти – 11,4 т/сут. Обводненность ниже проекта и составила 17,6%, газовый фактор на уровне проекта и составил 11,4 м<sup>3</sup>/т.

За 2018 год по проекту предусмотрено: добыча нефти – 1,9 тыс.т., обводненность – 38,2%, газовый фактор – 10,7 м<sup>3</sup>/т. Фактически, несмотря на превышающее значение среднесуточных дебитов на 46%, годовая добыча ниже проекта на 0,95 тыс.т или 50%, в результате низкого значения коэффициента эксплуатации скважин (0,42 д.ед. при проекте 0,95 д.ед.). Обводненность на уровне проекта и составила 40%, газовый фактор – 11,4 м<sup>3</sup>/т.

За 2019 год по проекту предусмотрено: добыча нефти – 1,4 тыс.т., обводненность – 51,17%, газовый фактор – 14,29 м<sup>3</sup>/т. Годовая добыча ниже проекта на 0,63 тыс.т или 45%,

Обводненность превышает проектное значение и составило 58,91%, газовый фактор – 11,39 м<sup>3</sup>/т.

Также, при испытании разведочной скважины ЮЗС-32 из интервалов перфорации 2151-2155, 2158-2161м путем свабирования всего получено 53 т. нефти и 103т. жидкости.

Таким образом, основные задачи **пробной эксплуатации** выполнены, а именно:

- бурение разведочных скважин в количестве 5 ед. с полным комплексом ГИС;
- бурение опережающе-добывающих скважин
- высокий охват фонда гидродинамическими исследованиями; в том числе 40 исследований КВД в 15 скважинах, 1 исследование МУО в 1 скважине, 27 прямых замеров пластового давления путем спуска манометра в 12 скважинах и 15 замеров статических уровней в 15 скважинах, 1039 замеров динамических уровней в 3 скважинах.

В ходе реализации проекта выявлены следующие проблемы, осложняющие получения информации о добывных характеристик пластов-коллекторов при опробовании скважин, а также дальнейшую эксплуатацию скважин:

- ухудшенные фильтрационно-емкостными свойства пластов-коллекторов и высокая зональная неоднородность, в связи чем, в скважинах при опробовании без проведения ГРП получить промышленный приток не всегда представляется возможным. Тем не менее, необходимо отметить, что в работающих скважинах за время ПЭ необходимость повторного проведения ГРП не возникало;
- высокое содержание парафина (до 18,8%) и асфальто-смолистых веществ (до 15,6%) в нефти, работающие скважины часто останавливаются по причине необходимости очистки ПЗС (ОГН), что негативно отражается на коэффициенте эксплуатации.
- отсутствие качественного полотна дороги, в связи с чем, в дождливые времена года (весенней оттепели) дорогу размывает, еще одним фактором, затрудняющий обслуживания скважин и транспортировку продукции является то, что часть пробуренных скважин находятся на территории соляного озера Арысь, и с поднятием уровня воды также ухудшается сообщаемость со скважинами.

Как указано было ранее, в рамках ДППЭ с целью определения добывных характеристик каждый пласт рассмотрен как отдельный объект, вследствие чего в общей сложности было выделено 14 объектов. В рамках Проекта разработки с целью оптимизации системы разработки всего выделено 7 объектов и в добывающих скважинах был принят низкий коэффициент эксплуатации, который за 2019г составил 0,65д.ед. – в



соответствии с фактическими показателями за 2017-2018гг, за 2020 составил 0,5 д.ед. - исходя из планов Недропользователя касательно обустройства месторождения. Из-за разного подхода при выделении объектов в рамках вышеуказанных проектов, при сопоставлении проектных и фактических показателей добычи в целом по месторождению указаны показатели обоих проектов, по объектам - показатели Дополнения к проекту пробной эксплуатации, поскольку до остановки месторождение эксплуатировалось согласно данному проекту.

В рамках ПР-2019г за 2019г предусмотрено продолжение эксплуатации имеющихся добывающих скважин и ввод в эксплуатацию из бурения 1 скважины. Фактически, в пробуренной скважины №103 проектные дебиты не подтвердились, вследствие чего фактическая добыча оказалась ниже проектного значения на 45,5%. В 2020г по проекту завершение обустройства планировалось в течение первого полугодия, что подтверждается принятым в расчетах Кэкс - 0,5д.ед. и при фонде действующих скважин 10 ед. первый год промышленный разработки характеризуется проектной добычей нефти в объеме 11,3 тыс.т. Фактически, обустройство еще не завершено, вследствие чего разработка месторождения не начата.

Как отмечалось ранее в 2021 году был составлен и утвержден проект «Анализ разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак» (протокол ЦКРР РК 18/5 от 14 октября 2021г), в рамках которого уточнены показатели разработки по II варианту разработки на 2021-2022гг. Было предусмотрено бурение 9 добывающих скважин, переводы с объекта на объект. Также предусмотрено внедрение ППД на I объект. В таблице 3.2.6 приведены проектные показатели в рамках АР-2021г. Согласно утвержденному II варианту, ввод в эксплуатацию планировался на IV квартал 2022г. Месторождение в разработку не вступало, в связи с задержкой мероприятий по обустройству и подготовительных работ по запуску скважин в эксплуатацию.

Таблица 3.2.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год										
			2017		2018		2019			2020		2021	2022
			ДППЭ	факт	ДППЭ	факт	ДППЭ	ПР-2019	факт	ПР-2019	факт	ПР-2019	АР-2021
1	Добыча нефти	тыс.т	4,14	4,45	4,19	2,00	7,78	4,20	2,29	11,30	0,00	27,1	0,5
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	5,27	5,59	9,46	7,59	17,23	11,80	9,88	23,10	9,88	50,1	10,4
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,173	0,18	0,527	0,08	2,148	0,401	0,08	1,663	0,00	3,468	0,070
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,253	0,262	0,779	0,340	2,927	0,738	0,416	2,401	0,416	5,869	0,486
5	Текущий КИН	%	0,09	0,09	0,15	0,12	0,28	0,19	0,16	0,37	0,16	0,008	0,002
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,37	0,40	0,37	0,18	0,69	0,37	0,20	1,01	0,00	2,4	0,0
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,37	0,40	0,38	0,18	0,70	0,38	0,21	1,02	0,00	2,5	0,0
8	Отбор от НИЗ	%	0,47	0,50	0,84	0,68	1,54	1,05	0,88	2,06	0,88	4,5	0,9
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	41,8	41,02	125,9	38,87	276,3	95,5	33,24	147,2	0,0	128,14	140,0
10	Среднегодовая обводненность	%	39,11	18,63	32,65	45,22	26,6	47,05	42,59	46,56	0,0	50,82	39,3
11	Добыча жидкости	тыс.т	6,79	5,47	6,214	3,66	10,593	7,9	3,99	21,1	0,00	55,0	0,9
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	9,45	8,13	15,66	11,79	26,254	19,7	15,78	40,8	15,78	95,8	16,7
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	1	2	2	1	1	1	5	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	2	2	1	1	1	0	0	0	0
	в т.ч. из разведочного фонда	ед.	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0
	в т.ч. из освоения	ед.	0	0	4	0	0	0	0	4	0	5	0
14	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15	Фонд добывающих скважин	ед.	11	10	15	12	17	11	13	16	13	22	12
16	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	2	2	11	2	15	3	2	10	0	17	1
17	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	4,53	11,05	2,54	5,05	4,32	4,8	3,39	6,2	0,0	5,8	3,0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	7,44	13,58	3,77	9,22	5,89	9	5,91	11,6	0,0	11,8	4,9
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,19	0,45	0,32	0,20	1,19	-	0,11	-	0,0	-	-
21	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,95	0,78	0,95	0,76	0,95	0,65	0,82	0,5	0,0	0,75	0,65

Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по I объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт	ДППЭ	факт	ДППЭ	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,04	0,00	0,08	0,00
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,04	0,00	0,12	0,00
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,001	0,00	0,003	0,00
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,001	0,00	0,004	0,00
5	Текущий КИН	%	0,000	0,000	0,004	0,000	0,011	0,00
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,00	0,04	0,00	0,08	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,00	0,04	0,00	0,08	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,00	0,00	0,04	0,00	0,12	0,00
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	0,0	0,0	25,0	0,0	37,5	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	0,0	0,0	10,53	0,0	19,05	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,05	0,00	0,10	0,00
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,05	0,00	0,15	0,15
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	1
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	0	0	0	1
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	1	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	0
18	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	0,00	1,36	0,00	0,91	0,0
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	0,00	1,52	0,00	1,12	0,0
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,00	0,00	0,05	0,00	0,03	0,0
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,0

Таблица 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по II объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт	ДППЭ	факт	ДППЭ	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,03	0,00	0,11	0,03
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,03	0,00	0,14	0,03
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,001	0,00	0,004	0,00
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,001	0,00	0,005	0,00
5	Текущий КИН	%	0,000	0,000	0,005	0,000	0,026	0,005
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,00	0,03	0,00	0,12	0,03
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,00	0,03	0,00	0,12	0,03
8	Отбор от НИЗ	%	0,00	0,00	0,03	0,00	0,15	0,03
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	0,0	0,0	-	0,0	36,4	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	0,0	0,0	13,3	0,0	21,4	55,41
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,04	0,00	0,13	0,06
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,04	0,00	0,17	0,06
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	1
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	1	0	0	1
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин		0	0	0	0	1	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	0	1	1	1	1	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	0
18	Фонд нагнетательных скважин		0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	0,00	0,07	0,00	1,17	6,45
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	0,00	0,08	0,00	1,49	14,46
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,06

Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по III объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт	ДППЭ	факт	ДППЭ	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,000	0,27	0,000
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,00	0,0000	0,02	0,0000
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
5	Текущий КИН	%	0,00	0,000	0,00	0,000	0,071	0,000
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,00
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	0,00	0,00	0,00	0,0	17,65	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,000	0,33	0,000
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,000	0,33	0,000
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	1	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из разведочного фонда	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из освоения	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	1	0
18	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12	0,00
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	1,36	0,00
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по IV объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт	ДППЭ	факт	ДППЭ	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	2,17	2,24	1,37	1,087	1,75	1,239
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	3,31	3,37	4,68	4,46	6,43	5,70
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,15	0,16	0,10	0,07	0,12	0,05
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,23	0,23	0,33	0,30	0,45	0,35
5	Текущий КИН	%	0,873	0,890	1,235	1,177	1,697	1,503
6	Темп отбора от НИЗ	%	3,06	3,15	1,93	1,53	2,46	1,74
7	Темп отбора от ТИЗ	%	3,11	3,20	2,02	1,61	2,64	1,86
8	Отбор от НИЗ	%	4,66	4,75	6,59	6,28	9,06	8,03
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	69,1	69,7	73,0	62,1	68,6	37,9
10	Среднегодовая обводненность	%	33,02	8,23	36,37	48,94	29,45	29,02
11	Добыча жидкости	тыс.т	3,24	2,44	2,16	2,13	2,48	1,75
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	5,90	5,09	8,05	7,22	10,54	8,97
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	1	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	1	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	4,75	10,80	3,01	4,45	14,60	3,59
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	7,10	11,77	4,73	8,72	20,69	5,06
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,33	0,75	0,21	0,28	1,02	0,14
20	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,95	0,84	0,95	0,80	0,95	0,95

Таблица 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по V объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт	ДППЭ	факт	ДППЭ	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,004	0,04	0,000	0,19	0,000
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,004	0,04	0,0000	0,24	0,0000
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,002	0,02	0,000	0,10	0,000
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,002	0,02	0,00	0,13	0,00
5	Текущий КИН	%	0,00	0,000	0,070	0,000	0,421	0,000
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,03	0,31	0,00	1,46	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,03	0,31	0,00	1,47	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,00	0,00	0,31	0,00	1,85	0,00
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	0,00	0,00	0,00	0,00	526,3	0,00
10	Среднегодовая обводненность	%	0,00	0,00	2,63	0,0	5,26	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,05	0,00	0,21	0,00
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,05	0,00	0,25	0,00
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	1	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	1	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	0
18	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	4,21	1,48	0,00	1,08	0,00
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	4,21	1,52	0,00	1,14	0,00
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,00	1,70	0,79	0,00	0,58	0,00
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,03	0,95	0,00	0,95	0,00

Таблица 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по VIII объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт.	ДППЭ	факт.	ДППЭ	факт.
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,22	0,00	0,46	0,00
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,22	0,00	0,68	0,00
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,000	0,12	0,000	0,24	0,000
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,12	0,00	0,36	0,00
5	Текущий КИН	%	0,00	0,000	0,458	0,000	1,417	0,000
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,00	1,38	0,00	2,88	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,00	1,38	0,00	2,92	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,00	0,00	1,38	0,00	4,25	0,00
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	0,00	0,00	545,5	0,00	521,7	0,00
10	Среднегодовая обводненность	%	0,00	0,00	8,00	0,00	11,54	0,00
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,000	0,24	0,000	0,51	0,000
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,24	0,00	0,75	0,00
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	1	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	0
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	0
18	Фонд нагнетательных скважин		0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	0,00	1,84	0,00	0,24	0,00
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	0,00	2,00	0,00	0,36	0,00
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,00	0,00	0,99	0,00	0,99	0,00
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00



Таблица 3.2.13 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по IX объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт	ДППЭ	факт	ДППЭ	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	1,97	2,21	1,87	0,92	1,40	0,77
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1,97	2,21	3,83	3,13	5,23	3,90
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,02	0,025	0,020	0,010	0,020	0,009
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,02	0,03	0,04	0,04	0,06	0,04
5	Текущий КИН	%	0,704	0,790	1,368	1,118	1,868	1,394
6	Темп отбора от НИЗ	%	3,40	3,81	3,22	1,58	2,41	1,33
7	Темп отбора от ТИЗ	%	3,40	3,81	3,34	1,65	2,58	1,41
8	Отбор от НИЗ	%	3,40	3,81	6,60	5,40	9,02	6,73
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	-	11,39	-	11,39	14,29	11,39
10	Среднегодовая обводненность	%	44,66	27,02	38,15	40,04	51,17	58,91
11	Добыча жидкости	тыс.т	3,55	3,031	3,02	1,531	2,87	1,878
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	3,55	3,03	6,57	4,56	9,44	6,44
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	1	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из разведочного фонда	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из освоения	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	1
18	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	4,31	11,35	4,09	6,00	3,39	2,55
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	7,78	15,55	6,62	10,01	6,95	6,20
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,05	0,13	0,05	0,07	0,05	0,03
20	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,95	0,80	0,95	0,71	0,95	0,91

Таблица 3.2.14 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по X объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт	ДППЭ	факт	ДППЭ	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,03	0,00	0,22	0,00
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,03	0,00	0,24	0,00
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,000	0,000	0,010	0,000	0,120	0,000
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,000	0,00	0,01	0,00	0,13	0,00
5	Текущий КИН	%	0,000	0,000	0,008	0,000	0,061	0,000
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,00	0,04	0,00	0,31	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,00	0,04	0,00	0,31	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,00	0,00	0,04	0,00	0,34	0,00
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	-	0,0	-	0,0	-	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	0,00	0,0	26,67	0,0	31,25	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,000	0,04	0,000	0,32	0,000
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,04	0,00	0,32	0,00
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	1	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	1
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	2	1	2	2
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	0
18	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	0,00	1,10	0,00	0,66	0,00
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	0,00	1,50	0,00	0,96	0,00
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	-	-	0,59	-	0,35	-
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00

Таблица 3.2.15 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по XI объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт.	ДППЭ	факт.	ДППЭ	факт.
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,03	0,00	0,22	0,00
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,03	0,00	0,24	0,00
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,000	0,000	0,020	0,000	0,120	0,000
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,02	0,00	0,13	0,00
5	Текущий КИН	%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,00	0,03	0,00	0,25	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,00	0,03	0,00	0,25	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,00	0,00	0,0	0,00	0,3	0,00
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	0,00	0,0	-	0,0	-	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	0,00	0,0	7,69	0,0	14,29	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,000	0,03	0,000	0,12	0,000
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,03	0,00	0,13	0,00
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод из другого объекта	ед.	0	0	1	0	0	1
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1	1	1	2
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	0
18	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	0,00	1,20	0,00	0,72	0,00
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	0,00	1,30	0,00	0,84	0,00
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,00	0,00	0,64	0,00	0,39	0,00
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00

Таблица 3.2.16 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по XIII объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт.	ДППЭ	факт.	ДППЭ	факт.
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,42	0,00	2,26	0,00
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,42	0,00	2,67	0,00
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,000	0,000	0,180	0,000	0,960	0,000
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,18	0,00	1,14	0,00
5	Текущий КИН	%	0,000	0,000	0,269	0,000	1,711	0,000
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,00	1,20	0,00	6,46	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,00	1,20	0,00	6,53	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,0	0,00	1,20	0,00	7,63	0,00
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	-	0,0	-	0,0	-	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	0,00	0,0	6,49	0,0	8,06	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,000	0,44	0,000	2,46	0,000
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,44	0,00	2,90	0,00
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	1	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	1	0	0	0
14	Перевод скважин из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	2	1	2	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	2	0	2	0
18	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	0,00	5,54	0,00	5,37	0,00
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	0,00	5,92	0,00	5,85	0,00
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,00	0,00	2,36	0,00	2,29	0,00
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00

Таблица 3.2.17 – Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по XIV объекту

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2017		2018		2019	
			ДППЭ	факт.	ДППЭ	факт.	ДППЭ	факт.
1	Добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,14	0,00	0,03	0,00
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	0,00	0,00	0,14	0,00	0,17	0,00
3	Добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,000	0,000	0,060	0,000	0,010	0,000
4	Накопленная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,06	0,00	0,07	0,00
5	Текущий КИН	%	0,000	0,000	0,333	0,000	0,405	0,000
6	Темп отбора от НИЗ	%	0,00	0,00	2,00	0,00	0,43	0,00
7	Темп отбора от ТИЗ	%	0,00	0,00	2,00	0,00	0,44	0,00
8	Отбор от НИЗ	%	0,00	0,00	2,00	0,00	2,43	0,00
9	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /тн	0,00	0,0	-	0,0	-	0,0
10	Среднегодовая обводненность	%	0,00	0,0	13,64	0,0	20,83	0,0
11	Добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,000	0,16	0,000	0,04	0,000
12	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	0,00	0,00	0,16	0,00	0,20	0,00
13	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
	в т.ч. из бездействия	ед.	0	0	0	0	0	0
14	Перевод скважин из другого объекта	ед.	0	0	1	0	0	0
15	Выбытие скважин	ед.	0	0	0	0	2	0
16	Фонд добывающих скважин	ед.	3	1	3	1	2	1
17	Действующий фонд добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	0
18	Фонд нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
19	Среднегодовой дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0,00	0,00	1,52	0,00	1,14	0,00
20	Среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0,00	0,00	1,76	0,00	1,44	0,00
21	Среднегодовой дебит 1 скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут	0,00	0,00	0,65	0,00	0,49	0,00
22	Коэффициент эксплуатации добывающего фонда	доли ед.	0,00	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00

### *Характеристика энергетического состояния залежей*

Для оценки величины начального пластового давления были использованы данные замеров пластового давления в процессе опробования разведочных скважин.

Всего по месторождению за период с 2011-2019гг проведено 26 замеров пластового давления в 12 скважинах.

В апреле 2016г в скважине ЮЗС-6 был проведен замер пластового давления значение которого составило 22,5 МПа. Пластовая температура составила 109,31°C.

В 2017г был проведен замер пластового давления в скважине ЮЗС-31, значение которого равно 8,17 МПа. Пластовая температура составила 88,35 °С.

По скважине ЮЗС-10 за 22.10.2018-23.12.2018гг в интервале перфорации 2317-2325м, на глубине 2321м были замерены пластовое давление 20,17 МПа и 23,01 МПа, что в среднем составило 21,59МПа. На дату отчета ЮЗС-10 находится в бездействии на VI объекте горизонта Ю-ВБ-1 (р-н скв. ЮЗС-4) по причине низкого динамического уровня жидкости. По данной скважине всего за период опробования извлечено из скважины 80м<sup>3</sup> жидкости. Из них 51,62м<sup>3</sup> нефть. Давление пласта составило 15,86 МПа. Температура в средней части пласта 86,6°C. Давление насыщения 12,29 МПа. Плотность дегазированной нефти на поверхности при температуре 20°C - 0,83 гр/см<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление по VI объекту (горизонт Ю-ВБ-1 (р-н скв. ЮЗС-4)) составляло 32,9 МПа. Давление насыщения 30,7 МПа.

В скважине ЮЗС-13 были проведены замеры пластового давления в интервале 2216-2221м, на глубине 2218,5м, что составило в среднем 9,8 МПа. Данная скважина по состоянию 01.01.2019г находится также в бездействии на III объекте горизонта Ю-IVA-1 (р-н скв. ЮЗС-60), по причине того, что в период опробования в скважине ЮЗС-3 содержание воды составило 100%, при свабировании уровень жидкости не поднимался с глубины 400-1300м.

В 23.12.2018г в скв. ЮЗС-14 были замеры пластового давления, в интервале перфорации 2695-2707м на глубине 2701м, что составило 201,01 МПа. Разведочная скважина ЮЗС-14 находится в бездействии, в связи с истечением срока на испытание объекта. За период с 22.10.2018-22.12.2018г, в скважине ЮЗС-2 был проведен замер пластового давления, которое составило 8,35 МПа. На дату отчета скважина находится в бездействии. При свабировании уровень жидкости не поднимался с глубины 200-330м. Всего откачено 26м<sup>3</sup> жидкости. Содержание воды составило 94%. Всего за период опробования добыто 23,5 м<sup>3</sup> жидкости, из них 7,730 м<sup>3</sup> нефть.

Начальное пластовое давление по IV объекту горизонта Ю-IVA-1 (р-н скв. ЮЗС-4) составляло 22,4 МПа, начальная пластовая температура 81,1°C. На текущую дату по

данному объекту замер давления не проводился. По IX объекту горизонта Ю-VIA-1 (р-н скв. ЮЗС-3, ЮЗС-6) начальное пластовое давление составило 32,9 МПа. В скважине ЮЗС-3 эксплуатирующий данный объект, в интервале перфорации 2185-3000м, на глубине 2592,5м был проведен замер пластового давления в октябре 2018г и составило 16,17 МПа, согласно которому снижение от начального составило на 16,73 МПа. По данной скважине за время снижения Рпл было добыто 0,92 тыс.т нефти. За период с 26.10.2018-23.12.2018гг на интервале 2987-2991м, (2989м) в скв. ЮЗС-6 дважды замерено Рпл 18,41МПа и 14,93 МПа, что в среднем составило 16,67 МПа. В декабре 2018г в скважине ЮЗС-60 на глубине 1959,5м, в интервале перфорации 1955-1964м составило 12,07МПа. Разведочные скважины ЮЗС-6 и ЮЗС-60 находятся в бездействии.

По скважине ЮЗС-7 дважды был проведен замер пластового давления за период с 26.10.2018-22.12.2018г, в интервале 3629-3640м, на глубине 3634,5м. Данные по замерам 26,65 МПа и 32,23МПа соответственно, что в среднем составило 29,44 МПа.

В скв. ЮЗС-8 также замерялось два раза пластовое давление, в ноябре 2018г (21,99МПа) и в декабре 2018года (14,03МПа), на глубине 2539,5м перфорированного интервала 2537-2542м. На текущую дату отчета скважина находится в бездействии.

За период с 2017-2022гг, в скважинах ЮЗС-34, ЮЗС-102, ЮЗС-32, ЮЗС-30, ЮЗС-12, ЮЗС-60, ЮЗС-3 были проведены гидродинамические исследования методом КВД где были замерены пластовые давления, значения которых варьировались в диапазоне от 13,03 до 21,2 Мпа. На дату отчета все скважины находятся в бездействии. Исследование методом МУО проводили при режиме частоты ходов 25HZ, 30HZ и 35HZ. Продолжительность исследования при каждом режиме составляло 4 часа, что является коротким временем для определения основных параметров данных. Также на месторождении на основе статических и динамических уровней расчётным методом были определены пластовые и забойные давления. Всего было проведено 76 замеров статических уровней в 24 скважинах и 1039 замеров динамических уровней в 3 скважинах. Результаты замеров всех проведенных исследований методом КВД представлены в таблице 3.1.3. Также были представлены результаты определения пластового и забойного давления, полученные расчетным путем на основе замеров статических и динамических уровней. Ниже представлены результаты проведения МУО на разных режимах частоты хода.

**Результаты определения забойного давления в период с 2017-2022гг.**

№скв	Горизонт	Год / Рзаб, МПа		
		2017	2018	2019
ЮЗС-3	Ю-VI A	19,3	19,5	20,4
ЮЗС-4	Ю-IVA	13,2	14,0	13,0
ЮЗС-103	Ю-IVA	-	-	12,9

Всего замеров:			408	221	410	
Результаты проведения МУО на разных режимах частоты хода в скв. ЮЗС-3 и ЮЗС-2						
Частота ходов	Дебит жидкости	Дебит нефти	Рзб.	Рпл	Перепад давления	Коэффициент продуктивности
ЮЗС-3						
NZ	м³/сут	м³/сут	МПа	МПа	МПа	м³/сут /МПа
25	3,84	2,57	4,838	7,276	2,438	1,05
30	5,76	3,86	4,748	7,276	2,528	1,53
35	7,68	5,15	4,678	7,276	2,598	1,98
ЮЗС-2						
Режим Ø	м³/сут	м³/сут	МПа	МПа	МПа	м³/сут /МПа
3	10,98	10,76	15,76	18,24	2,48	4,34
5	11,12	9,1				3,67
8	3,357	3,0				1,21
ЮЗС-60						
Режим Ø	м³/сут	м³/сут	МПа	МПа	МПа	м³/сут /МПа
9	8,12	8,12	13,76	18,146	4,386	1,85
7	7,74	7,74				1,76
5	5,76	5,76				1,31

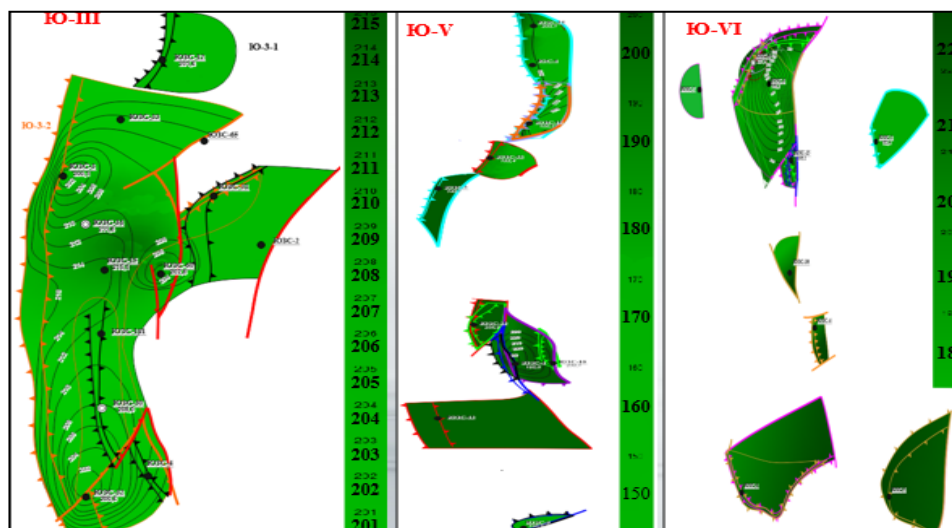


Рис. 3.2.5 - Карта изобар. Горизонты Ю-III, Ю-V и Ю-VI

На дату отчета были построены карты изобар по объектам. Как видно из карт изобар (рис.3.2.5) распространение давления по площади горизонта Ю-III не равномерное. Для наглядности также представлены карты охвата ГДИ (рисунок 3.1.10). Полученные данные по энергетическому состоянию залежей и коллекторских свойствах пластов могут иметь значительную долю погрешности, также данные исследования имеют очень малый охват по всему фонду эксплуатационных скважин и не могут в полной мере охарактеризовать энергетическое состояние и ФЭС всего месторождения.



### 3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

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

Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категории  $C_1$  представлено на рисунках 3.2.6-3.2.7, извлекаемые запасы нефти по категории  $C_1$  составляют 1121 тыс.т. Как видно по рисунку 3.2.6 основные извлекаемые запасы сосредоточены в пластах Ю-I, Ю-II, Ю-III-1, Ю-III-2, Ю-VIB-1 и Ю-VIB-2. При этом при объединении пластов в горизонты, согласно распределение объектов, запасы сосредоточены в горизонтах Ю-III и Ю-VI: запасы составляют 35% и 22% от всех извлекаемых запасов месторождения.

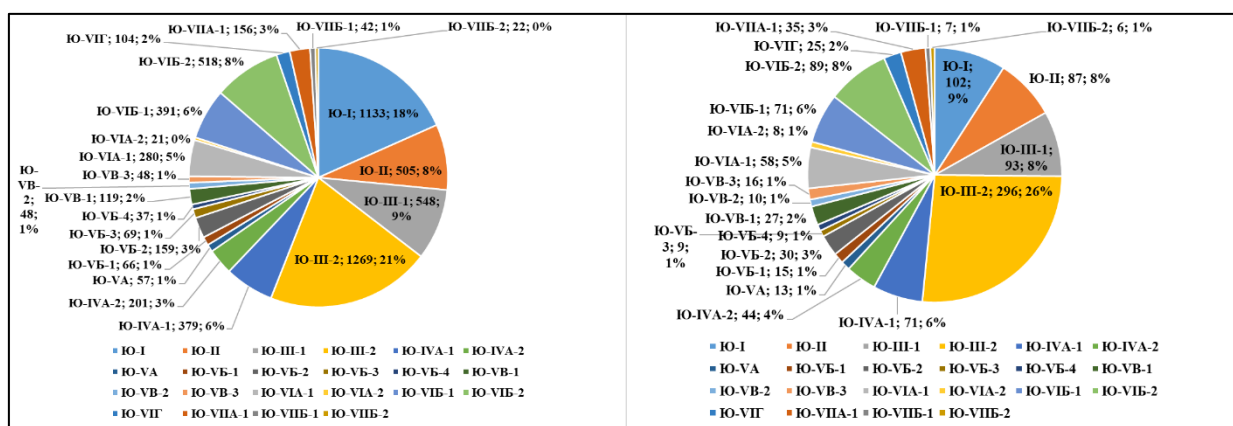


Рис. 3.2.6 - Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по пластам (по категориям  $C_1$ )

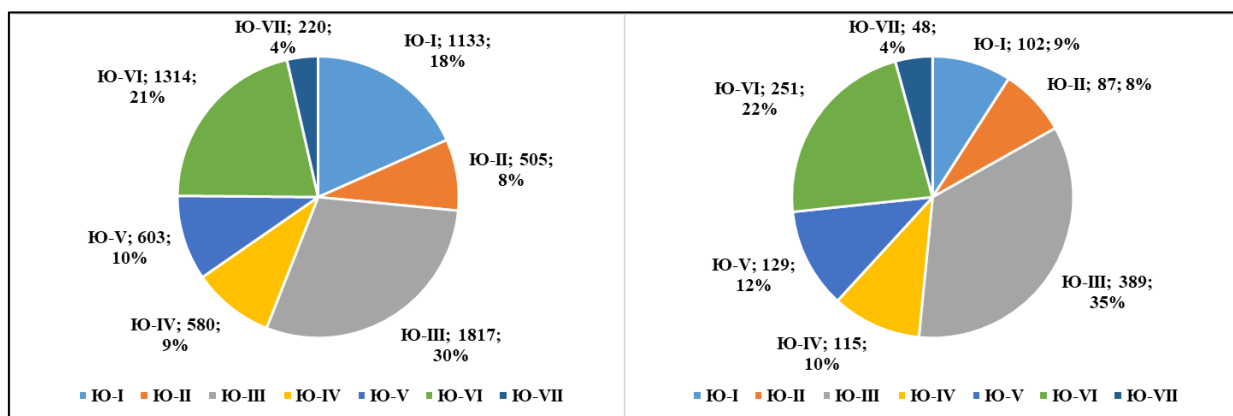


Рис. 3.2.7 - Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по горизонтам (по категориям  $C_1$ )

Так как месторождение Юго-Западный Сарыбулак находилось на стадии пробной эксплуатации, выработка месторождения небольшая и не достигает и 1% (рисунок 3.2.8). Основная доля накопленной добычи нефти приходится на горизонт Ю-IV (59%). Учитывая объемы извлекаемых запасов, а также результаты опробования и тестирования эксплуатации скважин, дальнейшие перспективы разработки будут сосредоточены на

горизонты Ю-III и Ю-VI. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов по месторождению оценивается в 1111,12тыс.т.

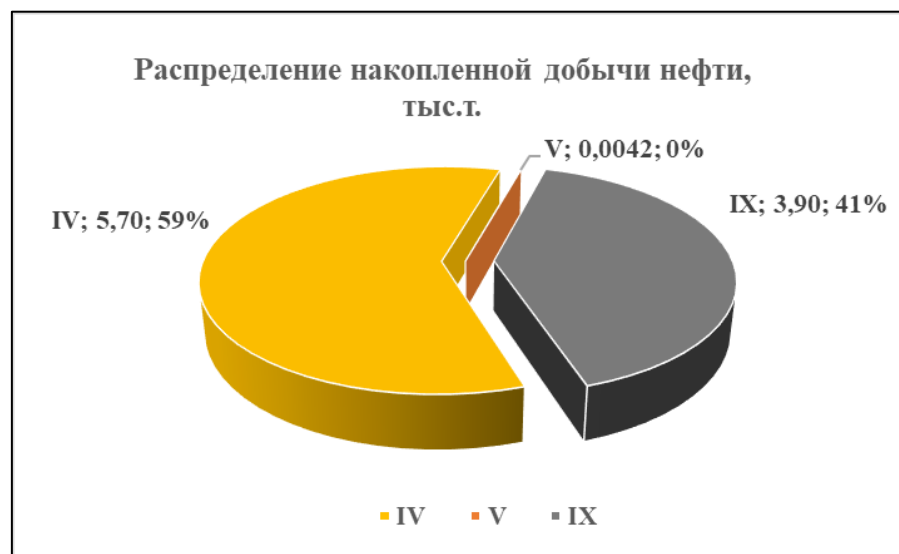


Рис. 3.2.8 - Распределение накопленной добычи нефти (по категориям C<sub>1</sub>)

#### *Оценка вовлекаемых запасов нефти*

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

Таблица 3.2.18 – Основные показатели выработки запасов по горизонтам

Горизонт	Пласт	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Распределение геологических запасов нефти, С <sub>1</sub> тыс.т	Распределение извлекаемых запасов нефти, С <sub>1</sub> тыс.т	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	КИН. Увт., доли ед.	КИН. Тек., доли ед.	Геол.запасы раствор. газа, млн.м <sup>3</sup>	Извлек. запасы газа млн.м <sup>3</sup>	Выработка извлекаемых запасов нефти, %	Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т
Ю-I	<b>Ю-I</b>	<b>2538</b>	<b>1133</b>	<b>102</b>	<b>0,00</b>	<b>0,090</b>	<b>0,000</b>	<b>89</b>	<b>8</b>	<b>0,00</b>	<b>102,00</b>
Ю-II	<b>Ю-II</b>	<b>1944</b>	<b>505</b>	<b>87</b>	<b>0,00</b>	<b>0,172</b>	<b>0,000</b>	<b>40</b>	<b>7</b>	<b>0,00</b>	<b>87,00</b>
Ю-III	Ю-III-1	4200	548	93	0,00	0,170	0,000	43	7	0,00	93,00
	Ю-III-2	7538	1269	296	0,03	0,233	0,000	100	23	0,01	295,97
	<b>Итого</b>	<b>9819</b>	<b>1817</b>	<b>389</b>	<b>0,03</b>	<b>0,214</b>	<b>0,000</b>	<b>143</b>	<b>30</b>	<b>0,01</b>	<b>388,97</b>
Ю-IV	Ю-IVA-1	1625	379	71	5,70	0,187	0,015	28	6	8,03	65,30
	Ю-IVA-2	1181	201	44	0,30	0,219	0,001	15	3	0,88	43,75
	<b>Итого</b>	<b>2543</b>	<b>580</b>	<b>115</b>	<b>5,95</b>	<b>0,198</b>	<b>0,010</b>	<b>43</b>	<b>9</b>	<b>5,18</b>	<b>109,05</b>
Ю-V	Ю-VA	181	57	13	0,00	0,228	0,000	7	2	0,03	13,00
	Ю-VБ-1	300	66	15	0,00	0,227	0,000	8	2	0,00	15,00
	Ю-VБ-2	975	159	30	0,00	0,189	0,000	20	4	0,00	30,00
	Ю-VБ-3	413	69	9	0,00	0,130	0,000	9	1	0,00	9,00
	Ю-VБ-4	563	37	9	0,00	0,243	0,000	5	1	0,00	9,00
	Ю-VB-1	988	119	27	0,00	0,227	0,000	15	3	0,00	27,00
	Ю-VB-2	494	48	10	0,00	0,208	0,000	6	1	0,00	10,00
	Ю-VB-3	319	48	16	0,00	0,333	0,000	7	2	0,00	16,00
	<b>Итого</b>	<b>3463,6</b>	<b>603</b>	<b>129</b>	<b>0,00</b>	<b>0,214</b>	<b>0,000</b>	<b>77</b>	<b>16</b>	<b>0,00</b>	<b>129,00</b>
Ю-VI	Ю-VIA-1	1638	280	58	3,90	0,207	0,014	36	7	6,73	54,10
	Ю-VIA-2	169	21	8	0,00	0,381	0,000	3	1	0,00	8,00
	Ю-VIB-1	1562,6	391	71	0,00	0,182	0,000	49	8	0,00	71,00
	Ю-VIB-2	1138	518	89	0,00	0,172	0,000	67	11	0,00	89,00
	Ю-VIIГ	425	104	25	0,00	0,240	0,000	13	3	0,00	25,00
	<b>Итого</b>	<b>2625</b>	<b>1314</b>	<b>251</b>	<b>3,90</b>	<b>0,191</b>	<b>0,003</b>	<b>168</b>	<b>30</b>	<b>1,55</b>	<b>247,10</b>
Ю-VII	Ю-VIIA-1	844	156	35	0,00	0,224	0,000	80	19	0,00	35,00
	Ю-VIIB-1	169	42	7	0,00	0,167	0,000	22	4	0,00	7,00
	Ю-VIIB-2	163	22	6	0,00	0,273	0,000	12	4	0,00	6,00
	<b>Итого</b>	<b>844</b>	<b>220</b>	<b>48</b>	<b>0,00</b>	<b>0,218</b>	<b>0,000</b>	<b>114</b>	<b>27</b>	<b>0,00</b>	<b>48,00</b>
<b>Месторождение</b>		<b>-</b>	<b>6172</b>	<b>1121</b>	<b>9,88</b>	<b>0,182</b>	<b>0,002</b>	<b>674</b>	<b>127</b>	<b>0,88</b>	<b>1111,12</b>

**Выводы и рекомендации:**

- Месторождение Юго-Западный Сарыбулак находилось на стадии пробной эксплуатации, выработка месторождения небольшая и не достигает и 1%. Основная доля накопленной добычи нефти приходится на горизонт Ю-IV (59%). Учитывая объемы извлекаемых запасов, а также результаты опробования и тестирования эксплуатации скважин, дальнейшие перспективы разработки будут сосредоточены на горизонтах Ю-III, Ю-VI.
- Учитывая такие факты как, ранняя стадия разработки месторождения и не постоянная работа скважин в период пробной эксплуатации определение прогнозных вовлекаемых запасов нефти с помощью построения характеристик вытеснения является некорректным.

### ***3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки***

При выполнении данной главы были собраны и обобщены результаты всех проведенных исследований, характеристика текущего состояния пробной эксплуатации и сведения о выполнении мероприятиях.

Далее представлена краткая характеристика и сделана оценка эффективности пробной эксплуатации для объектов, выбранных в рамках проекта.

На месторождении пробная эксплуатация осуществлялась согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак». Согласно данному проектному документу на месторождении выделено 14 объектов пробной эксплуатации, из которых в период 2016-2018гг в пробную эксплуатацию планировалось ввести 10 объектов, остальные 4 объекта III, VI, VII и XII запланировано ввести в 2019 году, путем перевода скважин с других объектов.

Всего в период пробной эксплуатации на месторождении пробурено 8 скважин, в том числе 3 опережающе-добывающих (ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-103) и 5 разведочных скважин (ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-32, ЮЗС-33, ЮЗС-34).

В пробную эксплуатацию введены только IV (скв.ЮЗС-4) и IX (скв.ЮЗС-3) объекты.

Как показывает анализ сравнения проектных и фактических показателей пробной эксплуатации, за 2017 год несмотря на частые остановки скважин и задержку ввода в эксплуатацию остальных объектов, по добыче нефти и жидкости наблюдается достижение проектных значений, которое достигнуто благодаря высоким среднесуточным дебитам скважин. В 2018 году несмотря на то, что среднесуточные значения превышает проектные в 2,5 раза, добыча нефти ниже проекта на 52%, которое связано с низким значением коэффициента эксплуатации и отставанием по фонду скважин на 7 ед. В 2019 году среднесуточные значения незначительно ниже проектных, добыча нефти ниже проекта на 71%, которое связано с низким значением коэффициента эксплуатации и отставанием по фонду скважин на 4 ед. Всего на месторождении было проведено 40 исследований КВД в 15 скважинах, 1 исследование МУО в 1 скважине, а также 27 прямых замеров пластового давления путем спуска манометра в 12 скважинах и 35 замеров статических уровней в 21 скважине. В связи с тем, что нефть юрских отложений относится к группе легких, высокопарафинистых, малосернистых и смолистых, в процессе эксплуатации скважин возникают осложнения в виде парафиноотложения, которое в свою очередь приводят к снижению дебитов жидкости. С целью очистки призабойной зоны скважин на месторождении применяется обработка горячей нефтью (ОГН). Мероприятие по борьбе с АСПО с помощью обработки горячей нефтью (ОГН) в добывающих скважинах ЮЗС-3

(объект IX) и ЮЗС-4 (объект IV) проводится регулярно, раз в месяц. В результате проведения ГТМ в данных скважинах наблюдается положительный эффект от применения ОГН, в котором получен незначительный прирост нефти, а также уменьшение обводненности, однако проведение данного мероприятия носит в целом профилактический характер и продолжительность эффекта весьма краток.

Также, в скважинах, в разрезе которых по данным ГИС выделяются продуктивные коллектора, в случае отсутствия притока при опробовании, проводится гидроразрыв пласта (ГРП) с последующим вызовом притока путем свабиrowания. Всего за период 2011-2022гг проведено 43 скважинно-операций. Перфорация проводилась зарядами SDP44RDX38-1 и DYNA WELL39gDPstRDX плотностью 8 или 16 отв. на 1 п.м. Все операции по гидроразрыву проводились с применением гелевого раствора, приготовленного на водной основе. Из 43 проведённых скважинно-операций только в 5-ти случаях после ГРП не был получен приток, в остальных случаях наблюдался положительный эффект.

Таким образом, на данном этапе определение эффективности применяемой системы разработки преждевременно. Тем не менее, как показывает проведенный анализ текущего состояния пробной эксплуатации основные проектные решения действующего проекта выполнены. В процессе пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак возможны осложнения, связанные с парафинизацией нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти, а также снижением дебитов во времени, что ведёт к необходимости восстановления проницаемости призабойной зоны скважин.

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

В процессе пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак возможны осложнения, связанные с парафинизацией нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти, а также снижением дебитов во времени, что ведёт к необходимости восстановления проницаемости призабойной зоны скважин.

#### **Парафиноотложения**

Нефть юрских отложений месторождения Юго-Западный Сарыбулак относится к группе легких, высокопарафинистых, малосернистых и смолистых. Плотность дегазированной нефти находится в пределах от 0.804 г/см<sup>3</sup> до 0.832 г/см<sup>3</sup>. Содержание парафина составляет от 2,8% до 16,3%. Содержание смол и асфальтенов колеблется от 4,1% до 15,6%. Процесс добычи такой нефти может сопровождаться выпадением твёрдых органических отложений, содержащих парафины, асфальтены, смолы, масла и механические примеси. Выпадение асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) в подъёмных трубах приведёт к их закупориванию и к снижению дебитов скважин.

По данным термометрии пластовая температура юрских горизонтов достаточно высокая от 64,6°C (I объект) до 119,7°C (XIV объект). Пластовое давление составляет от 18.3 МПа (I объект) до 32,9 МПа (X объект). Если устьевая температура будет выше температуры застывания нефти при достаточно высоком газосодержании нефти (до 535 м<sup>3</sup>/т), можно предположить, что при таком технологическом режиме мелкие частицы парафина останутся во взвешенном состоянии и вынесутся потоком жидкости, не откладываясь на стенках подземного оборудования.

Понижение температуры нефти до точки насыщения нефти парафином может привести к изменению агрегатного состояния компонентов нефти и образованию центров кристаллизации парафинов. Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений. Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

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

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

На месторождении Юго-Западный Сарыбулак за период с 2016-2022гг проводились работы по борьбе с АСПО с помощью обработки горячей нефтью (ОГН) в добывающих скважинах ЮЗС-3 (объект IX горизонт Ю-VIA-1 (р-н скв. ЮЗС-3, ЮЗС-6)) и ЮЗС-4 (объект IV горизонт Ю-IVA-1 (р-н скв. ЮЗС-4)). В результате проведения ГТМ в данных скважинах наблюдается положительный эффект от применения ОГН, в котором получен незначительный прирост нефти, а также уменьшение обводненности, однако проведение данного мероприятия носит в целом профилактический характер. Работа осуществлялась подрядными организациями ТОО «CNEC» и АО «Петро Велт Технолоджи».



Таблица 3.2.19 - Результаты проведения обработки горячей нефтью (ОГН) на месторождении Юго-Западный Сарыбулак.

№скв	Дата проведения работ	До ОГН				V(м³)	T, °C.	Во время ОГН		Дебит нефти, т/сут		Эффективнос ть	Обводненность, %		Эффективнос ть
		Ртр.нач. (МПа)	Ртр.кон. (МПа)	Рзатр. нач. (МПа)	Рзатр. кон. (МПа)			Ртр. (МПа)	Рзатр. (МПа)	до ремонта	после ремонта		до ремонта	после ремонта	
ЮЗС-4	26.01.2016	0,0	0,0	0,0	0,0	6	110	0,0	0,0	8,75	5,63	-3,12	35,4	51,6	<b>16,2</b>
ЮЗС-4	31.01.2016	0,0	0,0	0,0	0,0	10	110	0,0	0,0						
ЮЗС-4	03.07.2016	0,0	0,0	0,0	0,0	5	110	0,0	0,0	7,9	4,99	2,91	50,44	67,3	<b>16,9</b>
ЮЗС-4	18.08.2016	0,0	0,0	0,0	0,0	12	110	0,0	0,0	4,99	5,51	-0,52	67,31	55	-12,3
ЮЗС-4	28.08.2016	0,0	0,0	0,0	0,0	16	110	0,0	0,0	5,51	5,69	<b>0,18</b>	55	71,35	<b>16,4</b>
ЮЗС-4	26.09.2016	0,0	0,0	0,0	0,0	10	100	0,0	0,0						
ЮЗС-4	06.07.2017	0,0	0,0	0,0	0,0	30	110	0,0	0,0	9,93	11,97	<b>2,04</b>	15,75	0,45	<b>15,3</b>
ЮЗС-3	20.07.2017	2,5	0,5	3,0	3,0	25	100	-	-	8,6	11,32	<b>2,72</b>	55,75	41,67	<b>14,08</b>
ЮЗС-3	23.07.2017	0,2	0,1	0,0	0,0	30	100	0,1	0,0	11,32	12,9	<b>1,58</b>	41,67	19	<b>22,67</b>
ЮЗС-4	01.08.2017	0,2	0,1	0,0	0,0	25	95	0,4	1,2	11,97	12,42	<b>0,45</b>	0,45	0,93	-0,48
ЮЗС-3	13.08.2017	0,0	0,0	0,0	0,0	30	110	-	-	12,88	12,14	-0,74	22,51	11,67	<b>10,84</b>
ЮЗС-4	21.08.2017	0,1	0,1	0,0	0,0	25	95	0,1	0,0						
ЮЗС-3	02.09.2017	0,0	0,0	0,0	0,0	28	100	0,0	0,0	12,14	11,76	-0,38	11,67	22,74	-11,07
ЮЗС-3	25.09.2017	0,1	0,0	0,0	0,0	30	100	0,2	0,1						
ЮЗС-3	10.10.2017	0,0	0,0	0,0	0,0	28	110	0,0	0,0	11,76	8,56	-3,2	22,74	33,94	-11,2
ЮЗС-3	22.10.2017	0,1	0,1	0,0	0,0	30	100	0,2	0,0						
ЮЗС-3	15.11.2017	0,2	0,2	0,0	0,0	30	100	0,2	0,0	8,56	7,59	-0,97	33,94	44,07	-10,13
ЮЗС-4	24.11.2017	0,2	0,0	0,0	0,0	28	100	-	-	11,35	8,63	-2,72	0,93	7,85	-6,92
ЮЗС-3	11.05.2018	0,0	0,0	0,0	0,0	30	110	-	-	5,67	3,42	-2,25	25,22	66,63	-41,41
ЮЗС-4	13.05.2018	0,0	0,0	0,0	0,0	28	110	-	-	3,17	2,99	-0,18	68,87	69,5	-0,63
ЮЗС-3	03.06.2018	0,0	0,0	0,0	0,0	25	110	-	-	3,42	5,97	<b>2,55</b>	66,63	59,51	<b>7,12</b>
ЮЗС-4	10.06.2018	0,1	0,1	0,1	0,0	28	100	-	-	2,99	7,31	<b>4,32</b>	69,55	24,31	<b>45,24</b>
ЮЗС-4	27.07.2018	0,1	0,0	0,0	0,0	28	100	-	-	7,31	7,61	<b>0,3</b>	24,34	17,59	<b>6,75</b>
ЮЗС-3	04.08.2018	0,0	0,0	0,0	0,0	28	110	-	-	5,97	7,3	<b>1,33</b>	59,51	37,02	<b>22,49</b>
ЮЗС-4	25.08.2018	0,0	0,0	0,0	0,0	28	100	-	-	7,61	3,29	-4,32	17,59	65,04	-47,45
ЮЗС-3	03.09.2018	0,0	0,0	0,1	0,0	30	100	-	-	7,33	4,66	-2,67	37,02	10,8	<b>26,22</b>
ЮЗС-3	16.09.2018	0,1	0,1	0,1	0,0	30	95	-	-						
ЮЗС-4	26.09.2018	1,0	0,0	0,1	0,0	25	90	-	-	3,29	3,18	-0,11	65,04	57,02	<b>8,02</b>
ЮЗС-4	07.12.2018	0,1	0,0	0,1	0,0	28	100	-	-	3,18	4,74	<b>1,56</b>	57,02	37,65	<b>19,37</b>
ЮЗС-3	06.01.2019	0,1	0,1	0,1	0,0	30	95	-	-	5,9	4,57	-1,33	37,52	36,09	<b>1,43</b>
ЮЗС-4	04.01.2019	0,0	0,0	0,0	0,0	30	100	0,1	0,0	4,74	5,88	<b>1,14</b>	37,65	0	<b>37,65</b>
ЮЗС-3	13.03.2019	0,0	0,0	0,0	0,0	28	100	-	-	2,8	2,45	-0,35	61,78	67,38	-5,6
ЮЗС-4	16.04.2019	0,0	0,0	0,1	0,0	17	110	0,0	0,0	2,14	4,61	<b>2,47</b>	54,03	8,83	<b>45,2</b>
ЮЗС-4	02.06.2019	0,1	0,1	0,1	0,0	13	120	0,2	0,1	4,61	3,86	-0,75	8,83	10,68	-1,85
ЮЗС-3	05.06.2019	0,0	0,0	0,0	0,0	15	120	0,0	0,0	1,95	2,43	<b>0,48</b>	46,48	52,29	-5,81

№скв	Дата проведения работ	До ОГН				V(м³)	Т, °С.	Во время ОГН		Дебит нефти, т/сут		Эффективнос ть	Обводненность, %		Эффективнос ть
		Ртр.нач. (МПа)	Ртр.кон. (МПа)	Рзатр. нач. (МПа)	Рзатр. кон. (МПа)			Ртр. (МПа)	Рзатр. (МПа)	до ремонта	после ремонта		до ремонта	после ремонта	
ЮЗС-4	18.08.2019	0.0	0.0	0.0	0.0	25	110	0.2	0.0	2.94	4.15	<b>1.21</b>	37.93	13.37	<b>24.56</b>
ЮЗС-4	13.10.2019	0.0	0.0	0.0	0.0	25	110	-	-	2.6	2.91	<b>0.31</b>	46.87	41.63	<b>5.24</b>
ЮЗС-3	26.10.2019	0.6	0.6	0.4	0.0	30	70	-	-	-	-	-	-	-	-
ЮЗС-3	12.11.2019	0.0	0.0	0.0	0.0	17	110	-	-	0.88	-	-	81.03	-	-

### **Защита от коррозии**

При пробной эксплуатации ожидается обводнение продукции скважин по объектам разработки от 0% до 60% повышенной коррозионно-активной пластовой водой.

Пластовые воды месторождения относятся к магниевому типу, общая минерализация вод составляет от 68,8 до 132,8 г/л.

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

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

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

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

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

Специальный метод защиты от коррозии - химическое ингибирование - рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии по ряду причин особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

#### **Увеличение продуктивности скважин**

В процессе опробования, испытания объектов скважин месторождения Юго-Западный Сарыбулак после проведения перфорации, свабиrowания, выполнялись работы по гидроразрыву пласта (ГРП). Всего за период 2011-2019гг проведено 43 скважинно-операций. Перфорация проводилась зарядами SDP44RDX38-1 и DYNAWELL39gDPstRDX плотностью 8 или 16 отв. на 1 п.м.

Все операции по гидроразрыву проводились с применением гелевого раствора, приготовленного на водной основе.

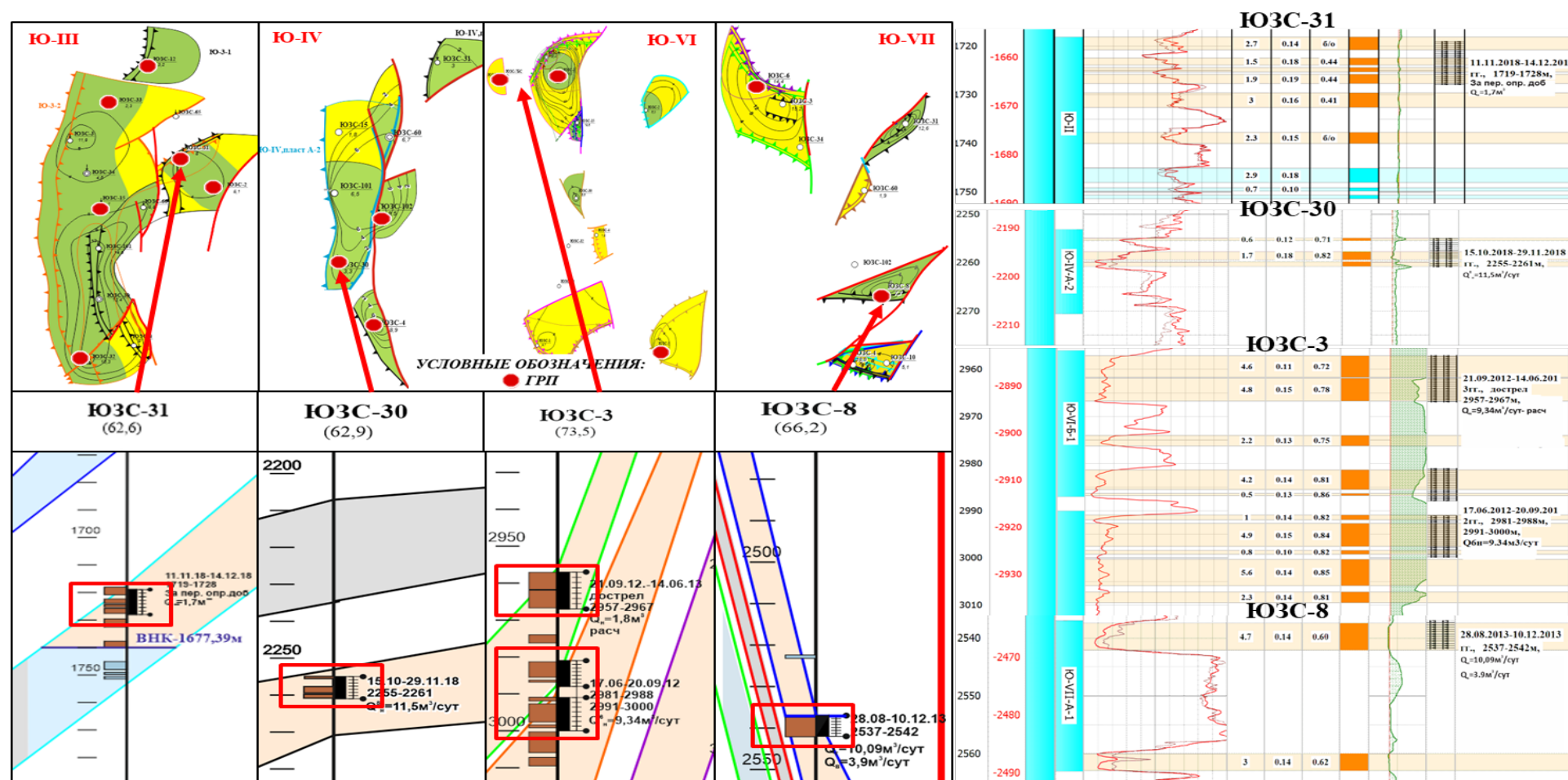
В качестве расклинивающего агента использовался пропант марки БКО20/40. При приготовлении геля применялись реагенты: гелянт, нейтрализатор солей, декальмататор глин, понизитель утечек и другие.

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

На скважинах ЮЗС-3 (от 08.03.2013 г.) и ЮЗС-4 (от 15.09.2012г.) перед основным ГРП проводился мини-разрыв для определения реакции пласта на мгновенное повышение давления, для определения давления разрыва и анализа состояния призабойной зоны скважин. Объёмы закачанных рабочих агентов, давление разрыва, а также средние параметры работы скважин до и после ГРП представлены в таблице 3.2.26.

Как следует из таблицы, во время проведения опробования положительный результат получен при испытании V объекта в скважинах №№ ЮЗС-2 и ЮЗС-3, при испытании IV объекта в скважинах №№ ЮЗС-4 и ЮЗС-5, при испытании III объекта в скважинах №№ ЮЗС-3, ЮЗС-4 и ЮЗС-6, при испытании II объекта в скважине ЮЗС-8, при испытании I объекта в скважине ЮЗС-12. Получение положительного результата после ГРП объясняется увеличением степени вскрытия пласта, в результате чего улучшаются условия притока жидкости к призабойной зоне скважин.





Всего за период 2011-2019гг. проведено 39 скв.-операций по 14 скв. Из 39-ти проведённых скважинно-операций только в 2-х случаях до ГРП был получен приток, в остальных случаях приток отсутствовал.

Рис. 3.2.9 - Карты охвата и интервалы в разрезе скважин гидроразрыва пласта (ГРП)

Таблица 3.2.20 – Выполненные и рекомендованные скважины для проведения ГРП

Объект	Горизонт	№№ скважин																					
		скважины эксплуатационного фонда											скважины разведочного фонда										
		2	3	5	6	7	4	8	9	10	101	102	12	14	15	30	31	32	33	34	60	65	103
I возв	Ю-I																						
II возв	Ю-II																						
I	Ю-3-1																						
	Ю-3-2																						
II	Ю-4-A-1																						
	Ю-4-A-2																						
III	Ю-5-A																						
	Ю-5-B-1																						
	Ю-5-B-2																						
	Ю-5-B-3																						
	Ю-5-B-4																						
	Ю-5-B-1																						
	Ю-5-B-2																						
	Ю-5-B-3																						
IV	Ю-6-A-1																						
	Ю-6-A-2																						
	Ю-6-B-1																						
	Ю-6-B-2																						
	Ю-6-Г																						
V	Ю-7-A-1																						
	Ю-7-B-1																						
	Ю-7-B-2																						

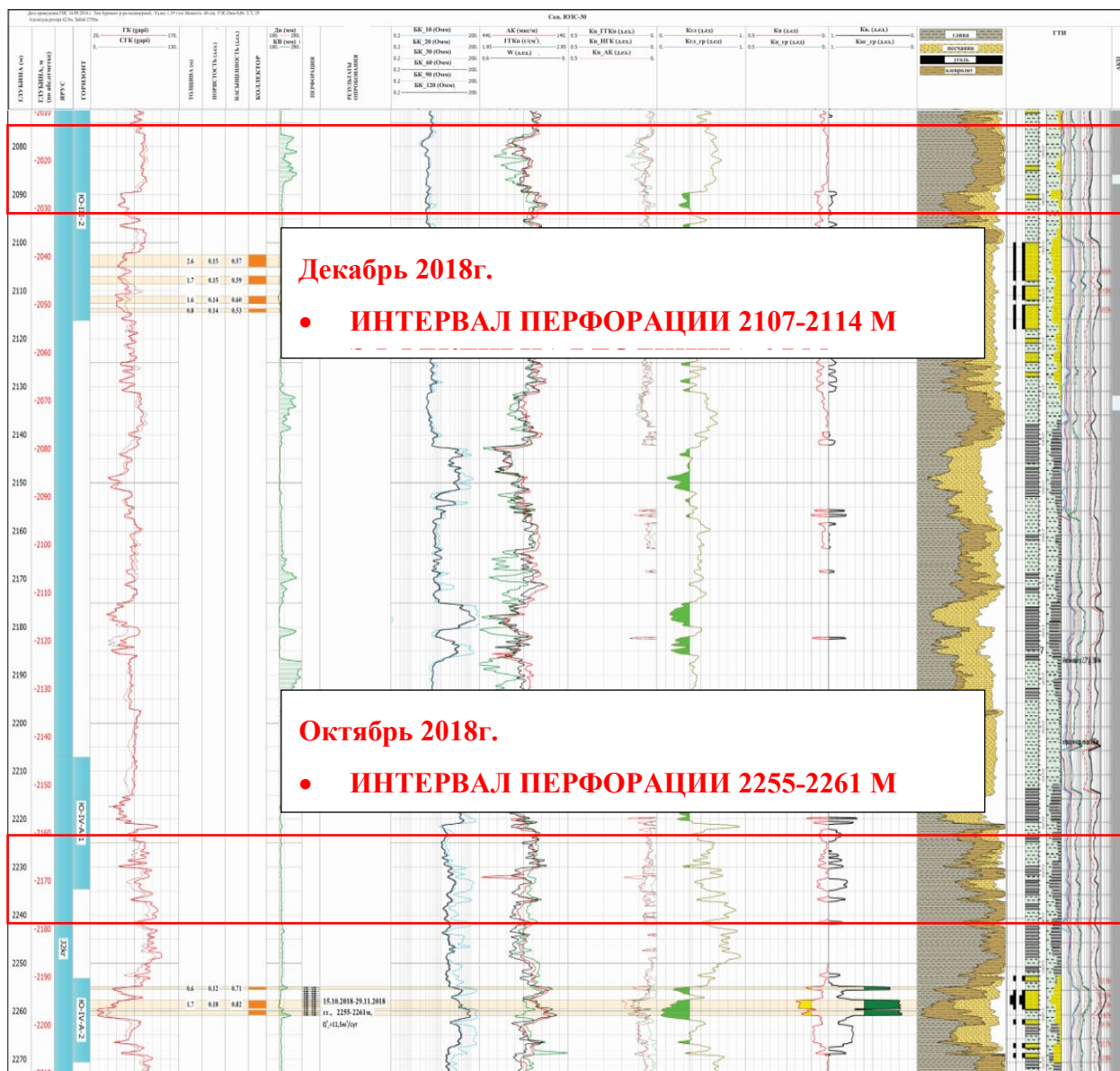
	Было проведено ГРП
	Рекомендуется провести ГРП
	Рекомендуется провести мини-ГРП



Ниже, выборочно, представлен анализ технологии проведения ГРП на добывающих скважинах.

*Проведение ГРП на скважине №ЮЗС-30.*

18 октября и 13-14 декабря 2018 года на скважине № ЮЗС-30 в интервалах перфорации 2255-2261 метров и 2107-2114 метров были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта.



**Рис. 3.2.10 - Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-30**

Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2019 году, горизонт Ю-III-2 является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 13,7 м<sup>3</sup>/сут. Горизонт Ю-IV-А-2 также является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 11,5 м<sup>3</sup>/сут. Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.11

### Октябрь 2018 года (ИП 2255-2261 м)

Подготовительные работы были проведены 18 октября 2018 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 6.28 м<sup>3</sup> линейного геля. Затем закачено 12.17 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 1.068 тонн 16/20 керамического пропанта, затем было закачено 8.34 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.49 м<sup>3</sup>/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфорации.

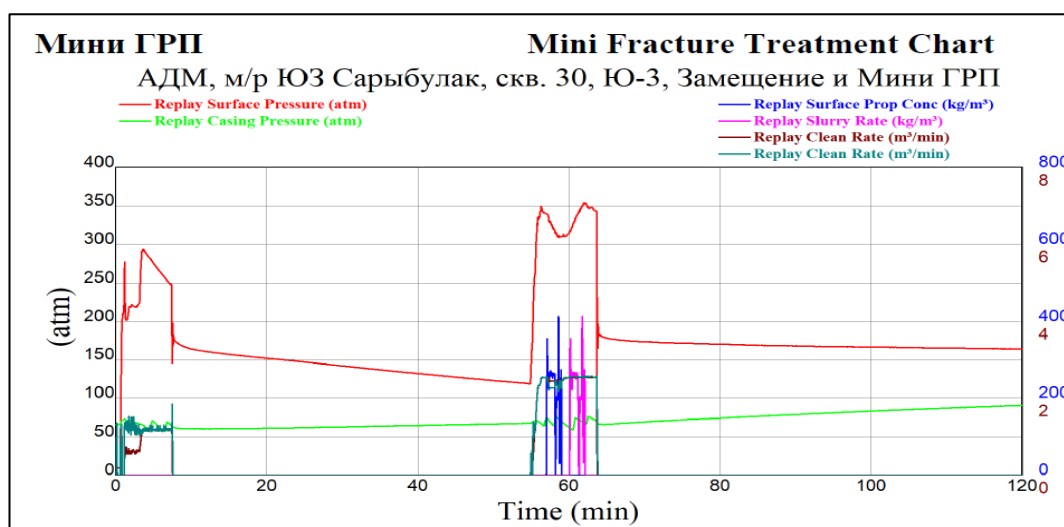


Рис. 3.2.11 – График мини ГРП на скважине № ЮЗС-30

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 88%, а по дизайну 69%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 43 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

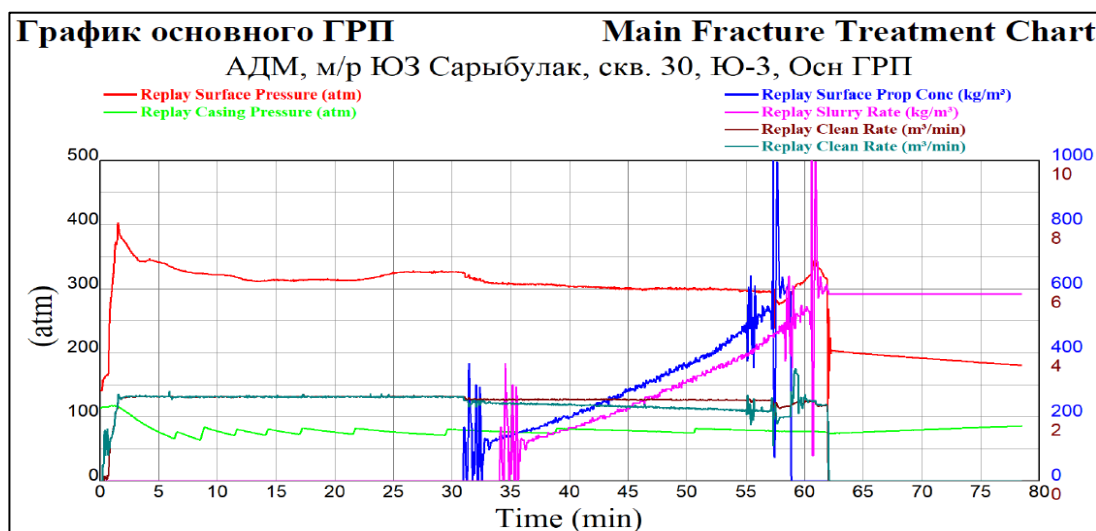


Рис. 3.2.12 – График основного ГРП на скважине № ЮЗС-30

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.11), закачали запланированный объем пропанта 19.5 тонн 16/20 Форес пропанта было закачено в скважину, из них 19.3 тонн пропанта было закачено в пласт J3 (интервал перфорации 2255-2261м). В связи с нестабильной работой двигателя внутреннего сгорания блендера и соответствующим снижением его оборотов, снизился расход подачи жидкости смеси на насосы высокого давления. Для недопущения осложнений в процессе дальнейшего проведения грп, оперативно было принято решение о преждевременном выходе на стадию продавки, которая была выполнена в полном объеме согласно программе работ. Фактически закачено мини ГРП и Основное ГРП 19.5 тонн, в пласт 19.3 тонн, план 25 тонн. В ПЗП достигнута и размещена плановая концентрация пропанта. Ниже на рисунке 3.2.13 представлен профиль трещины.

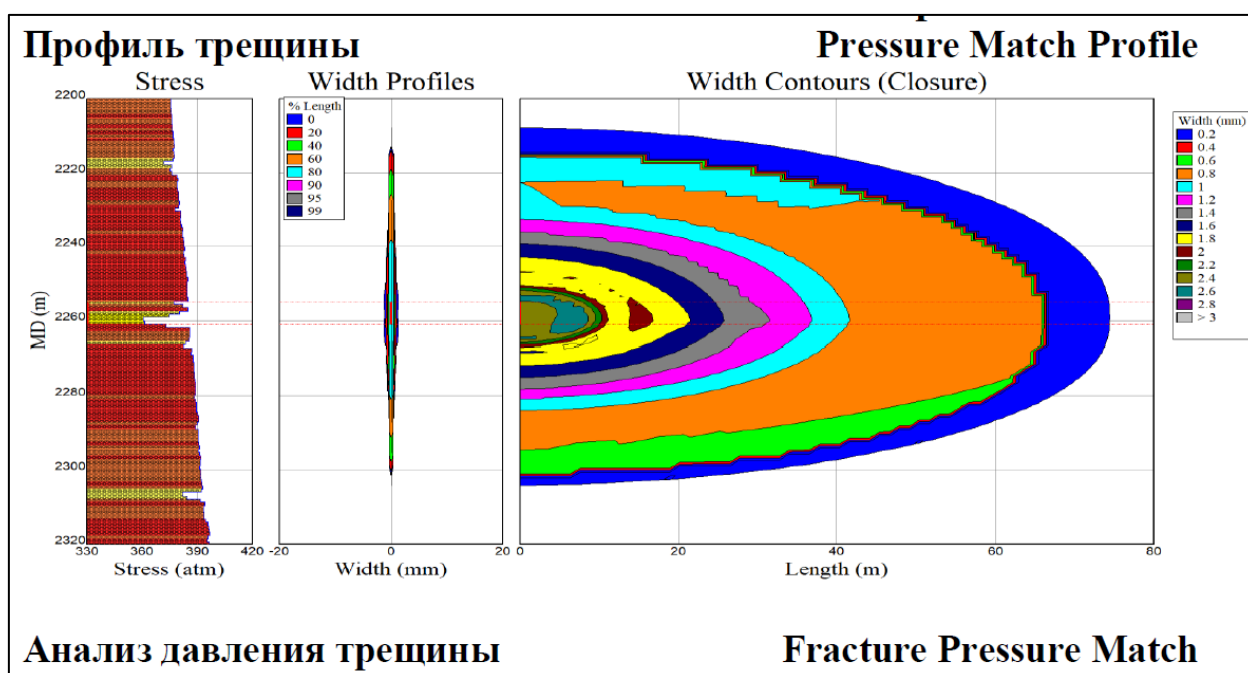


Рис. 3.2.13 – Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-30

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 74 метров, общая длина трещины, закрепленная пропантом составила 51 метров, средняя высота разрыва, закрепленная пропантом составила 75 метра и средняя ширина трещины, закрепленная пропантом составила 11,4 мм.

#### Декабрь 2018 года (ИП 2107-2114 м)

Подготовительные работы были проведены 13 декабря 2018 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 10,7 м<sup>3</sup> линейного геля. Далее закачено 11 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.6 тонн 16/20 керамического пропанта, затем было закачено 11.2 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.5 м<sup>3</sup>/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило

рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфорации.

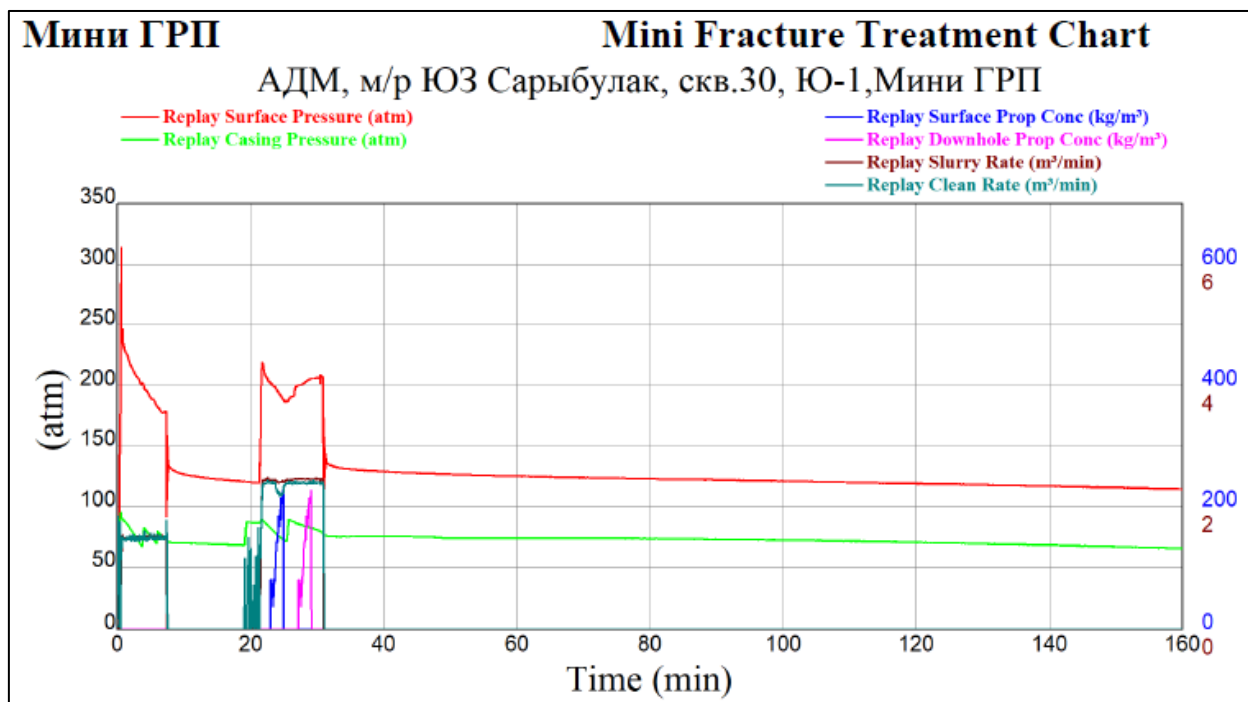


Рис. 3.2.14 – График мини ГРП на скважине № ЮЗС-30

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 80%, а по дизайну 70%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 25 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

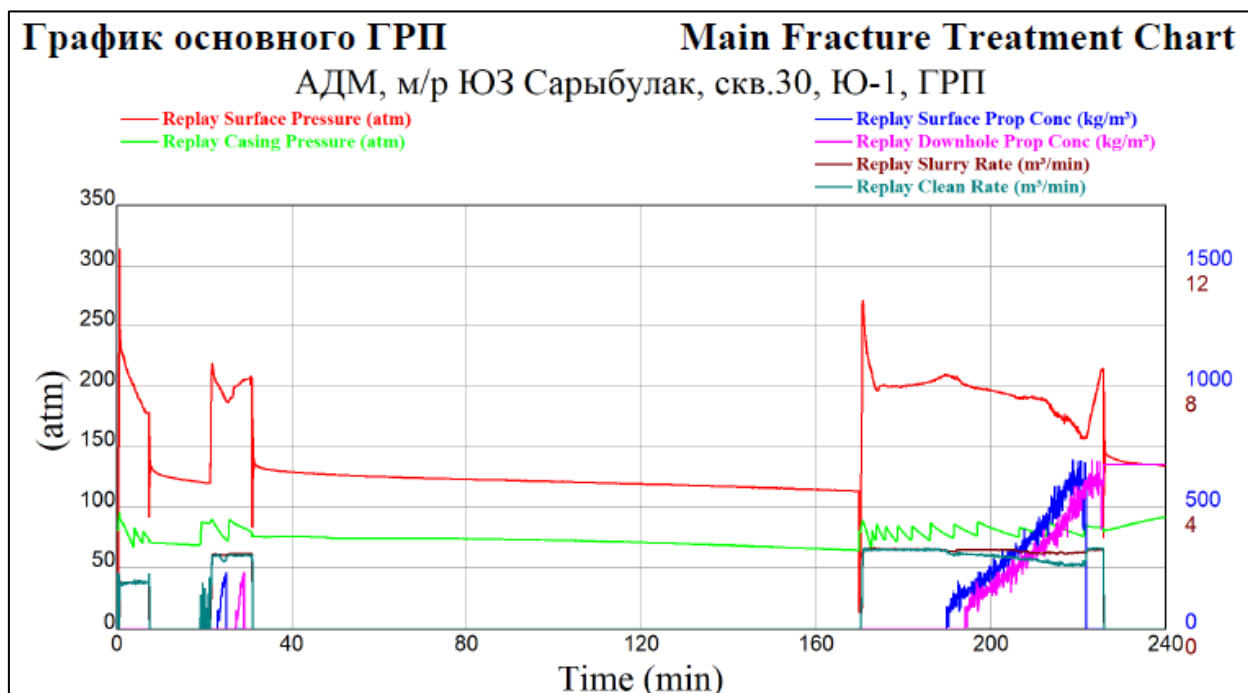


Рис. 3.2.15 – График основного ГРП на скважине № ЮЗС-30

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.14), закачали запланированный объем проппанта 25 тонн проппанта 16/20 Форес было закачено в скважину, из них 24.8 тонн проппанта было закачено в пласт J (интервал перфорации 2107-2114м). Ниже на рисунке 8.8 представлен профиль трещины.

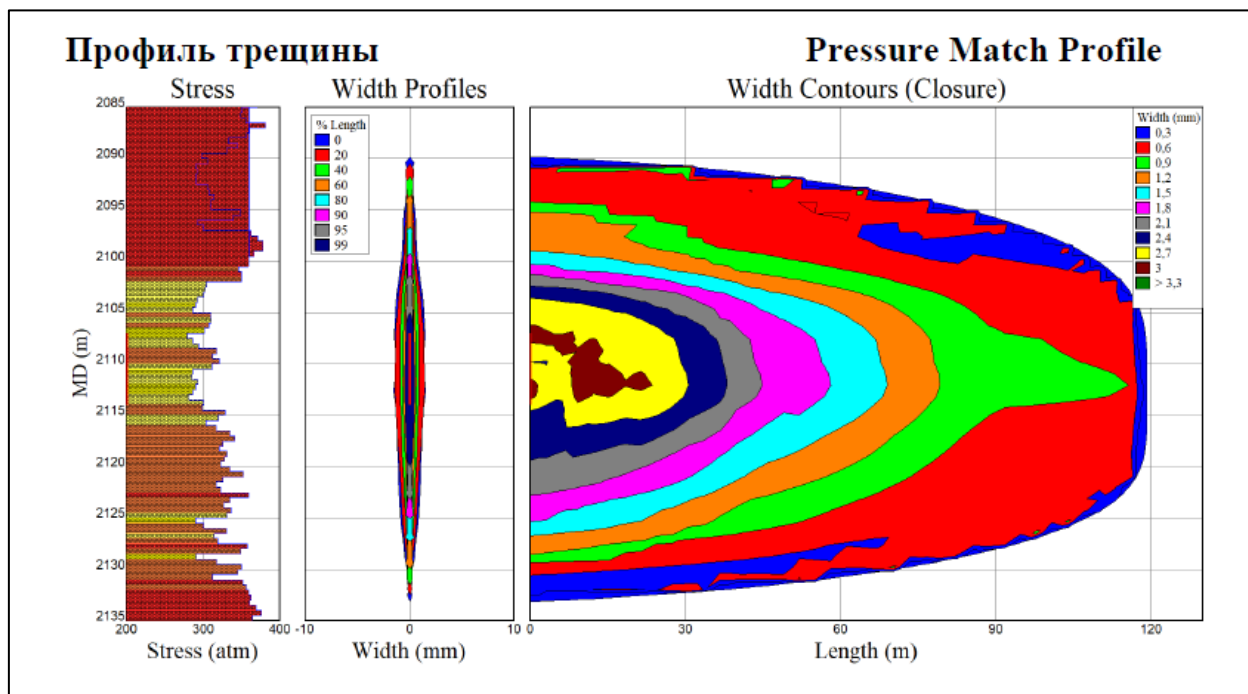


Рис. 3.2.16 – Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-30

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 119 метров, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 95 метров, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 35 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 14,2 мм.

#### *Проведение ГРП на скважине №ЮЗС-31*

11 октября 2018 года на скважине № ЮЗС-31 в интервалах перфорации 1855-1863 метров были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 2,3 м<sup>3</sup>/сут (11.08.2018г.), обводненность была до 8%. Результаты интерпретации ГИС в открытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.16.



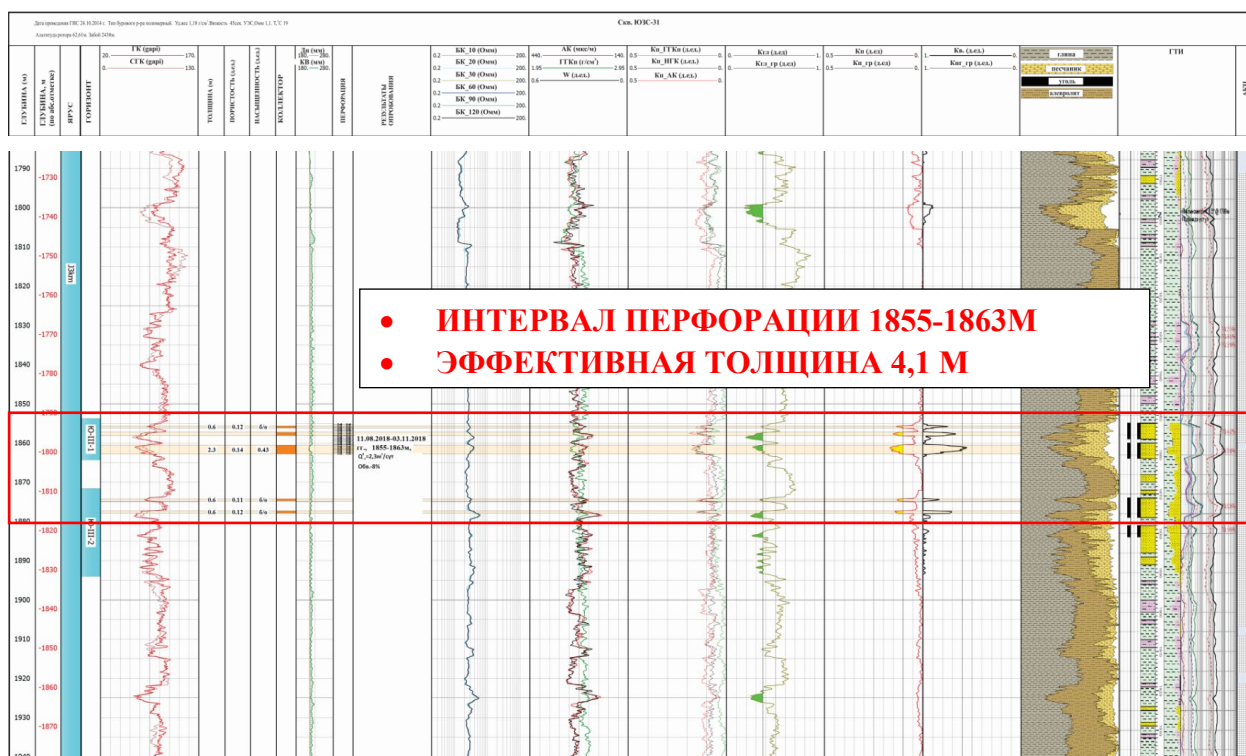


Рис. 3.2.17- Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-31

Подготовительные работы были проведены 11 октября 2018 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 6.5 м<sup>3</sup> линейного геля, затем закачено 12.3 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.571 тонн 20/40 керамического пропанта. Далее закачали 13 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 1.02 тонн 20/40 керамического пропанта, затем было закачено 7.5 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.4 м<sup>3</sup>/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфораций.

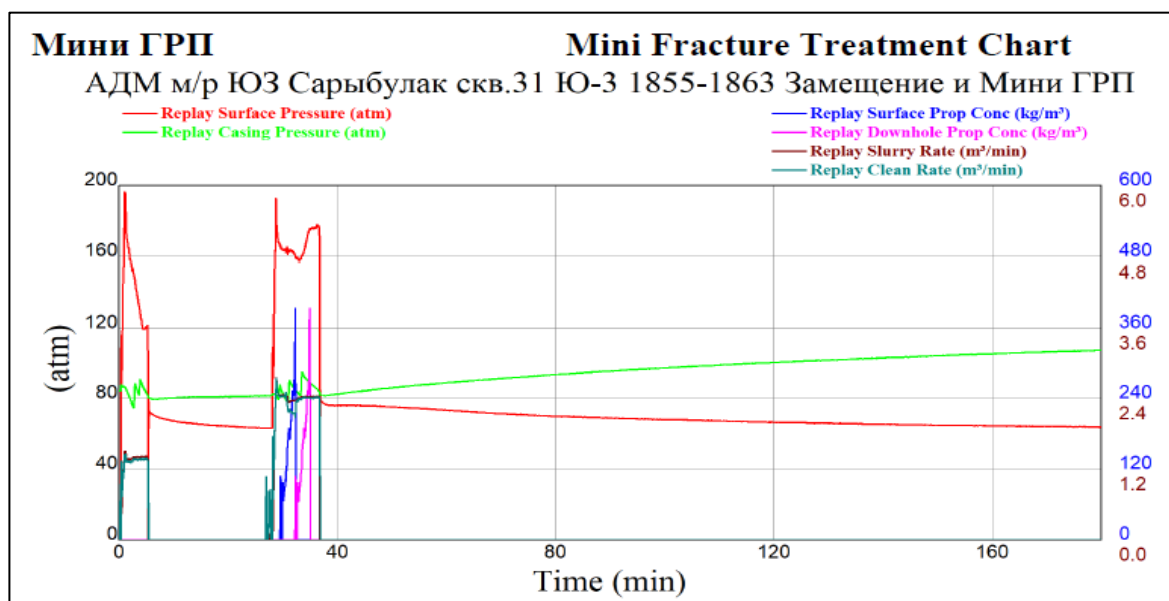


Рис. 3.2.18 – График мини ГРП на скважине № ЮЗС-31

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 60.4%, по дизайну 60%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 2 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

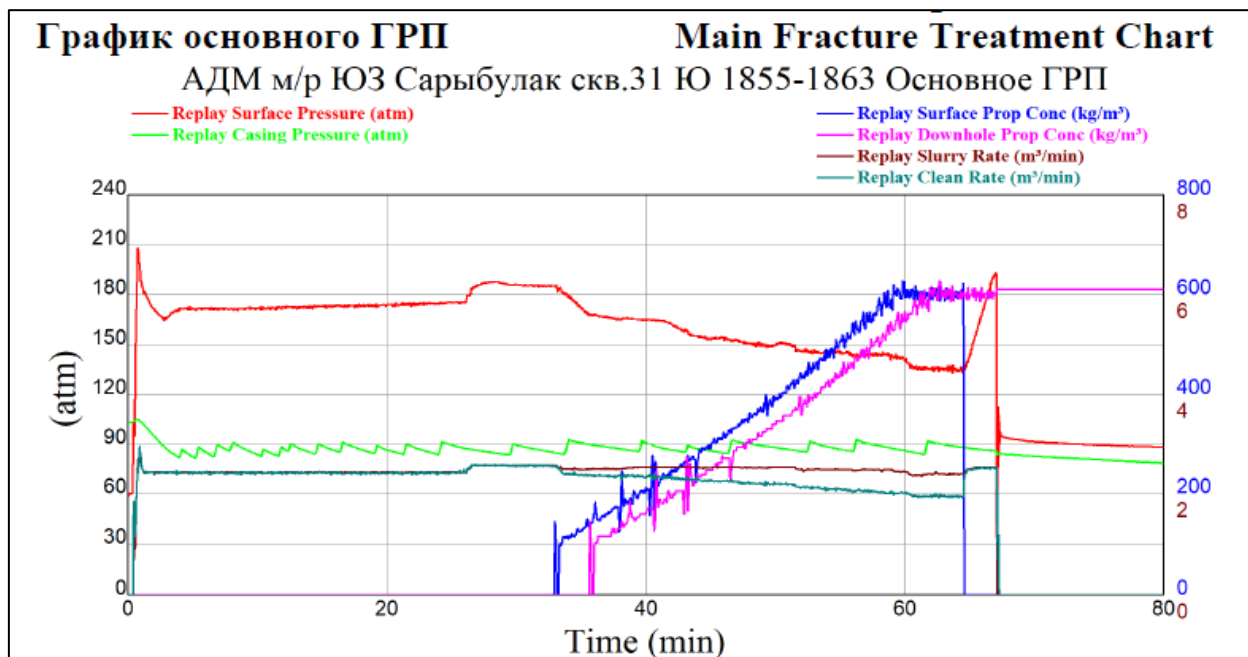


Рис. 3.2.19 – График основного ГРП на скважине № ЮЗС-31

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.18), закачали запланированный объем проппанта 25 тонн проппанта (20 тонн 20/40 Форес, 5 тонн 16/20 Форес) было закачено в скважину, из них 24.8 тонн проппанта было закачено в пласт J (интервал перфораций 1855-1863м). Ниже на рисунке 3.2.19 представлен профиль трещины.

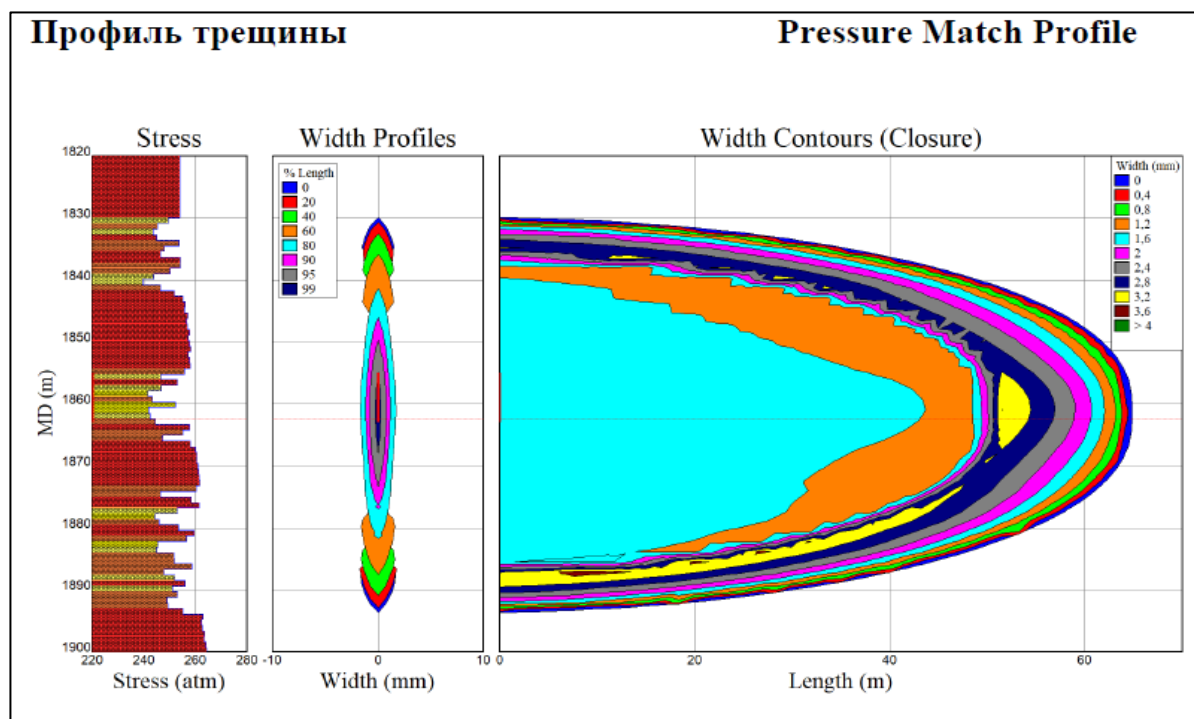
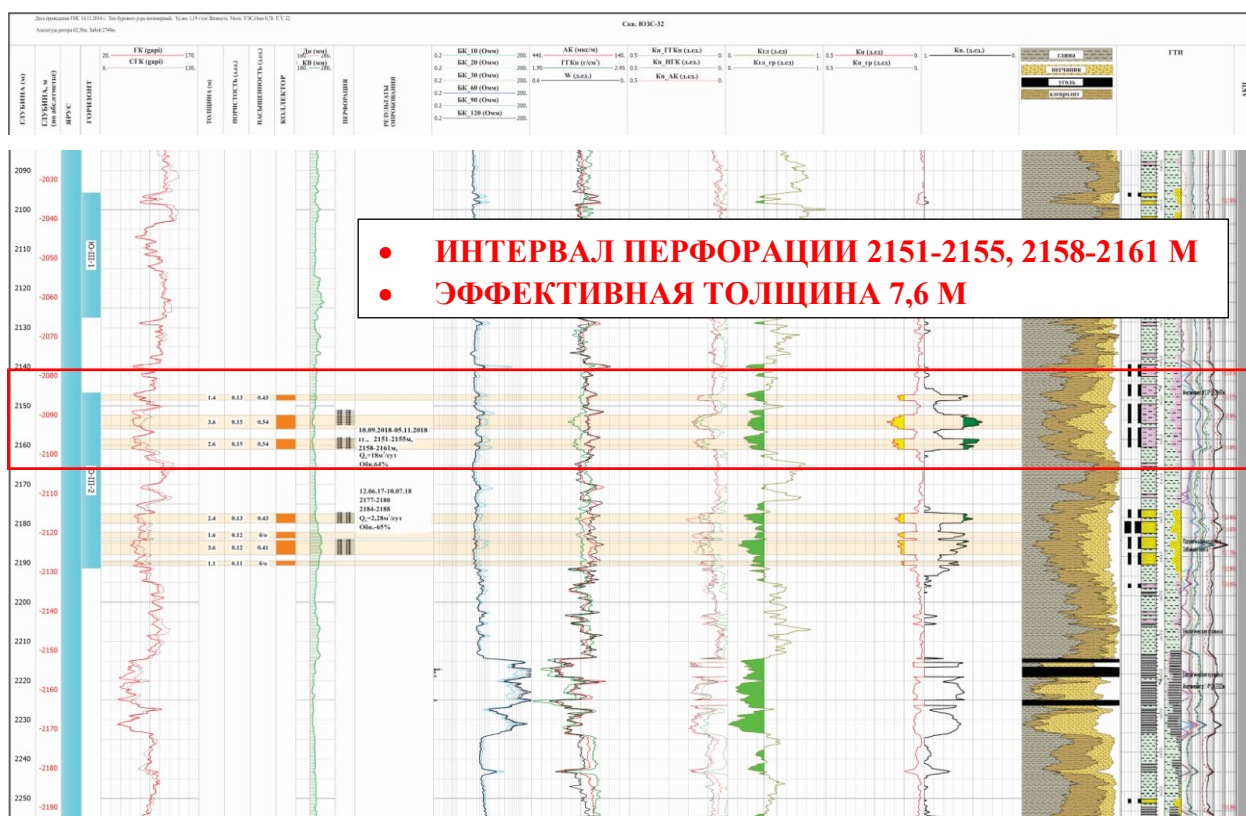


Рис. 3.2.20 – Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-31

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 64 метра, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 64 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 50 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 9,7 мм.

### *Проведение ГРП на скважине №ЮЗС-32*

11 октября 2018 года на скважине № ЮЗС-32 в интервалах перфорации 2151-2155, 2158-2161 метров были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 18 м<sup>3</sup>/сут (11.09.2018г.), обводненность была до 64%. Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.20.



**Рис. 3.2.21 - Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-32**

Подготовительные работы были проведены 9 октября 2018 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 10,5 м<sup>3</sup> линейного геля, затем закачено 13 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 1.030 тонн 20/40 керамического проппанта. Далее закачали 11 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.4 м<sup>3</sup>/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфораций.



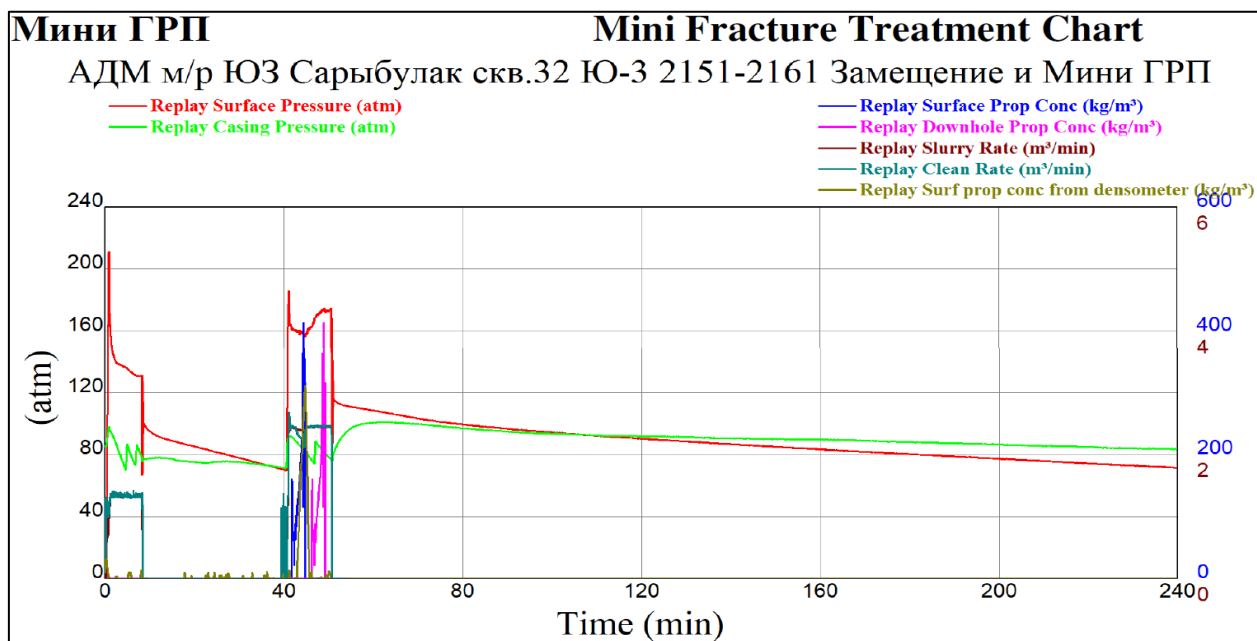


Рис. 3.2.22 – График мини ГРП на скважине № ЮЗС-32

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 82%, по дизайну 72%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 12 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

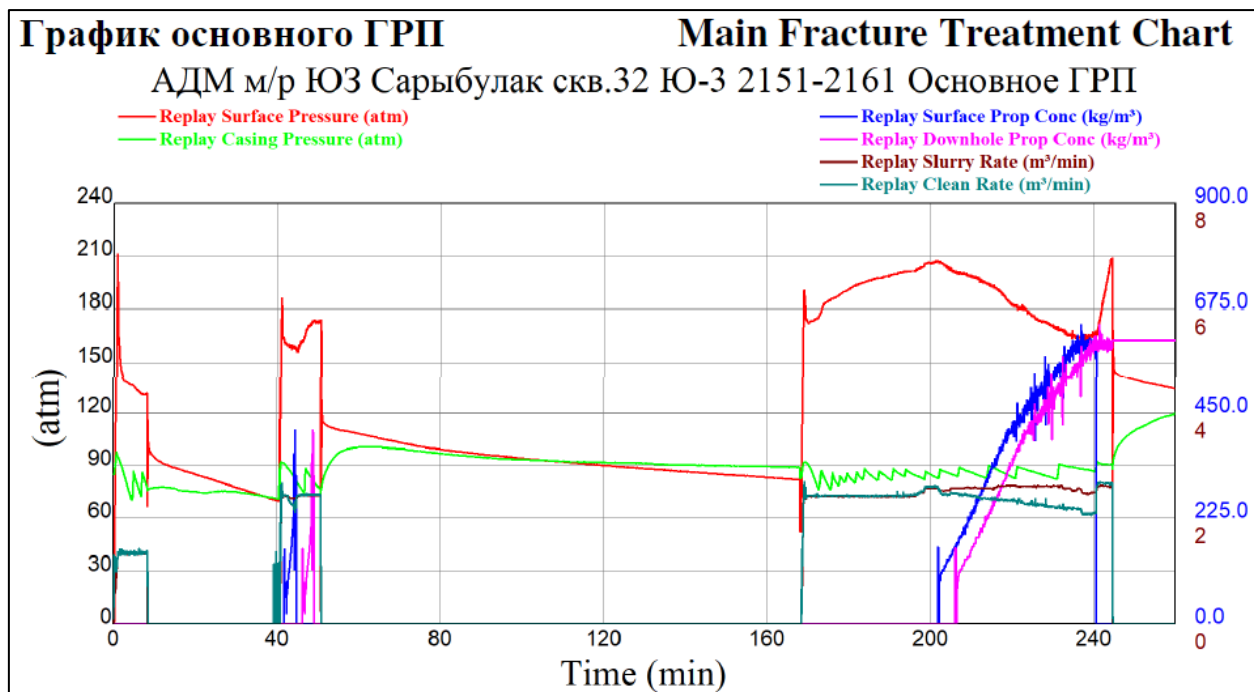


Рис. 3.2.23 – График основного ГРП на скважине № ЮЗС-32

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.22), закачали запланированный объем проппанта 30 тонн проппанта 20/40 Форес, 5 тонн 16/20 Форес было закачено в

скважину, из них 34,8 тонн пропанта было закачено в пласт J (интервал перфораций 2155-2161м). Ниже на рисунке 3.2.23 представлен профиль трещины.

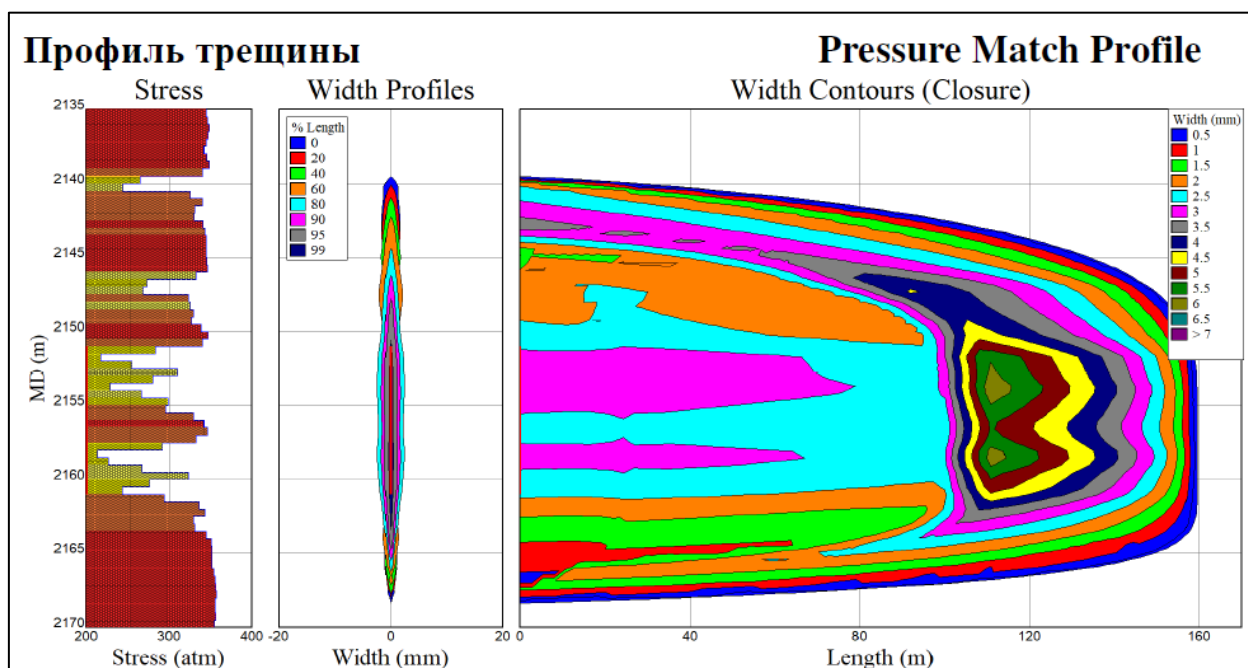


Рис. 3.2.24 – Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-32

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 159 метра, общая длина трещины, закрепленная пропантом составила 159 метра, средняя высота разрыва, закрепленная пропантом составила 24 метра и средняя ширина трещины, закрепленная пропантом составила 13,4 мм.

#### *Проведение ГРП на скважине №ЮЗС-33*

15 октября 2018 года на скважине № ЮЗС-33 в интервалах перфорации 2108-2113 метров были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 22,9 м<sup>3</sup>/сут (13.10.2018г.), обводненность была до 15%. Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.24.

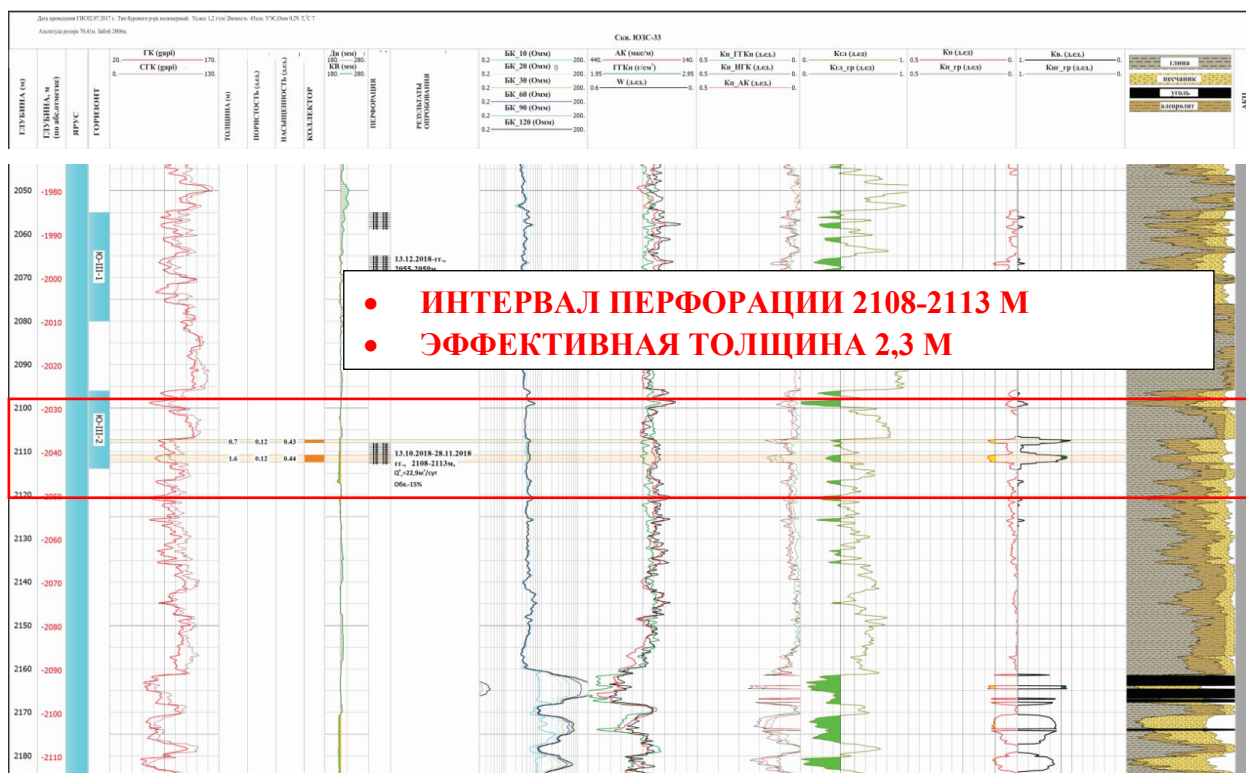


Рис. 3.2.25 - Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-33

Подготовительные работы были проведены 14 октября 2018 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачано 7,5 м<sup>3</sup> линейного геля. Далее закачали 13 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 1.035 тонн 16/20 керамического пропанта, затем было закачано 8 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.5 м<sup>3</sup>/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфорации.

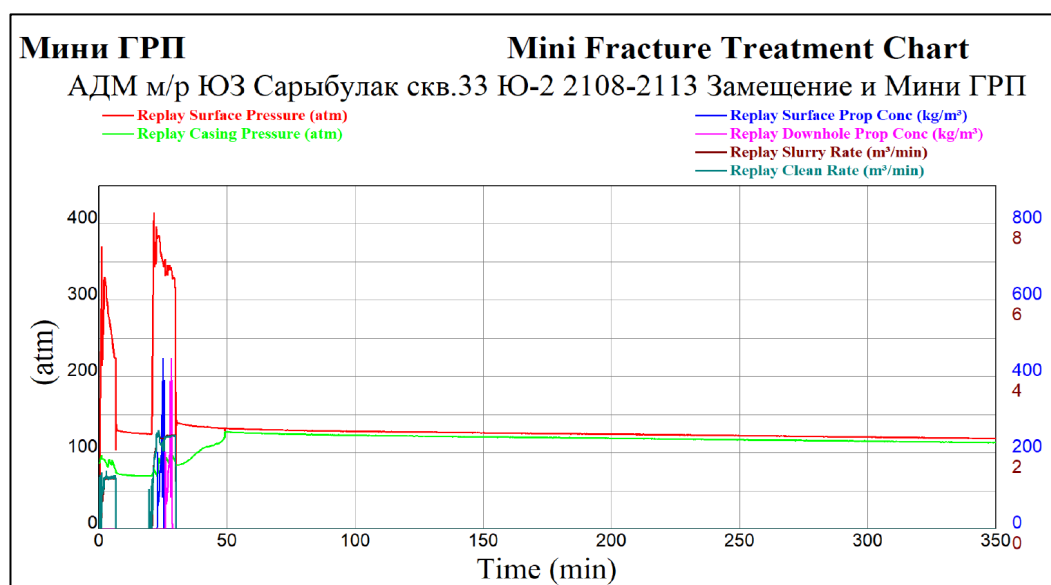


Рис. 3.2.26 – График мини ГРП на скважине № ЮЗС-33

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 86.8%, по дизайну 69%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 53 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

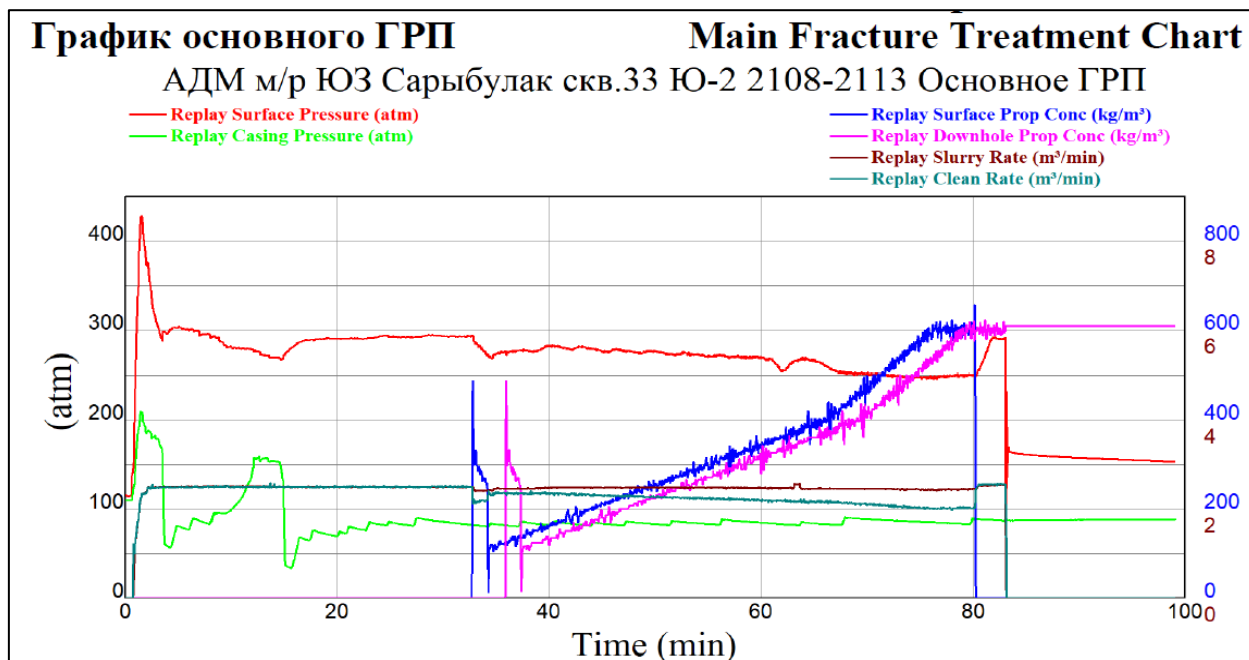


Рис. 3.2.27 – График основного ГРП на скважине № ЮЗС-33

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.26), закачали запланированный объем пропанта 35 тонн пропанта 16/20 Форес было закачено в скважину, из них 34.8 тонн пропанта было закачено в пласт J (интервал перфорации 2108-2113м). Ниже на рисунке 3.2.27 представлен профиль трещины.

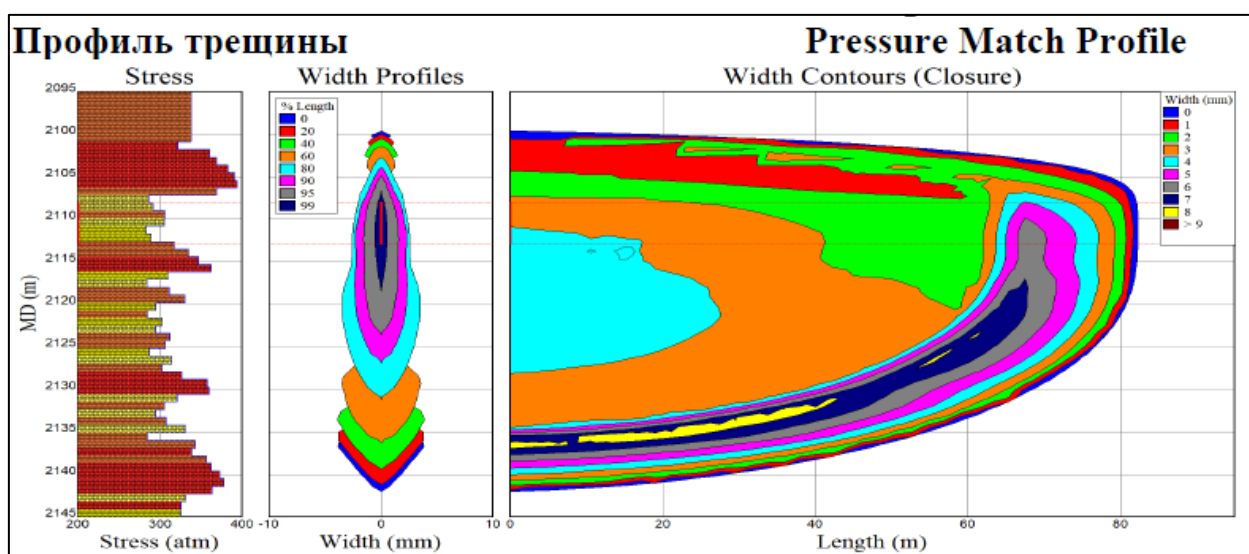
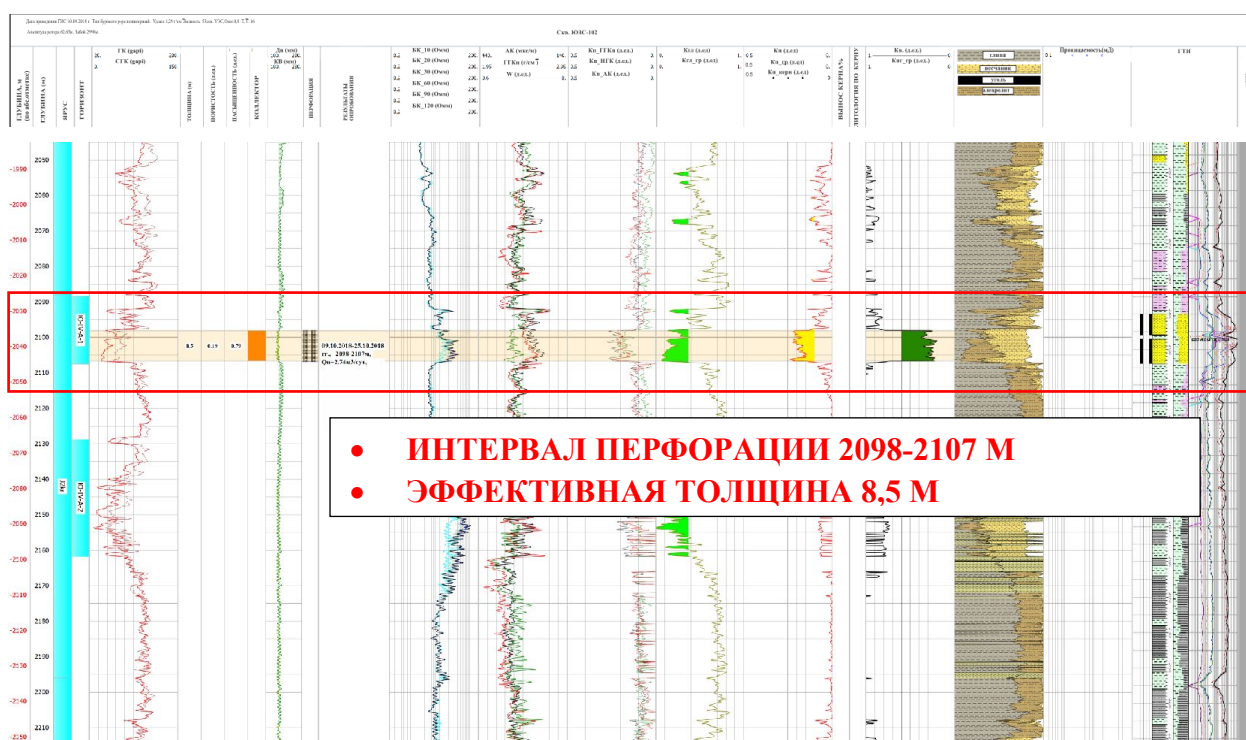


Рис. 3.2.28 – Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-33

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 82 метра, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 81 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 34 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 16 мм.

### *Проведение ГРП на скважине №ЮЗС-102*

06 ноября 2018 года на скважине № ЮЗС-102 в интервалах перфорации 2098-2107 метров были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 2,74 м<sup>3</sup>/сут (09.10.2018г.). Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.28.



**Рис. 3.2.29 - Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-102**

Подготовительные работы были проведены 05 ноября 2018 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 10,5 м<sup>3</sup> линейного геля. Далее закачали 13 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 1.023 тонн 16/20 керамического проппанта, затем было закачено 11 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.5 м<sup>3</sup>/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфорации.



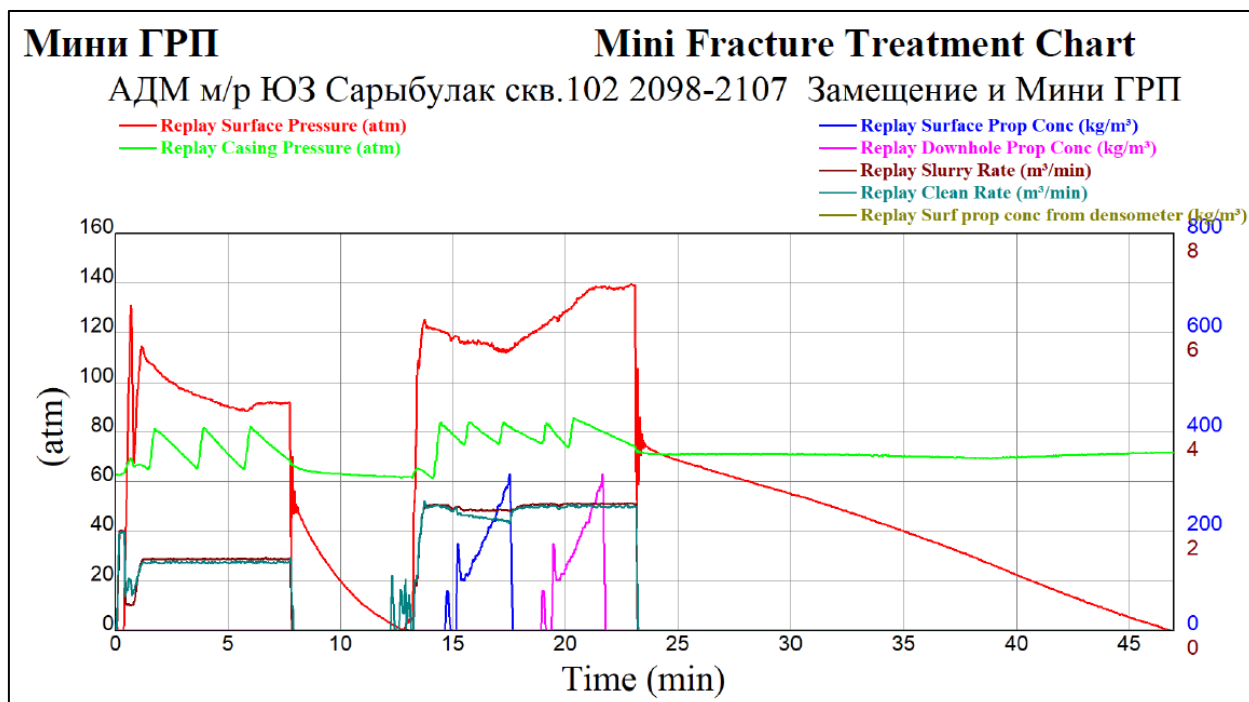


Рис. 3.2.30 – График мини ГРП на скважине № ЮЗС-102

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 51%, по дизайну 80%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 11.5 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

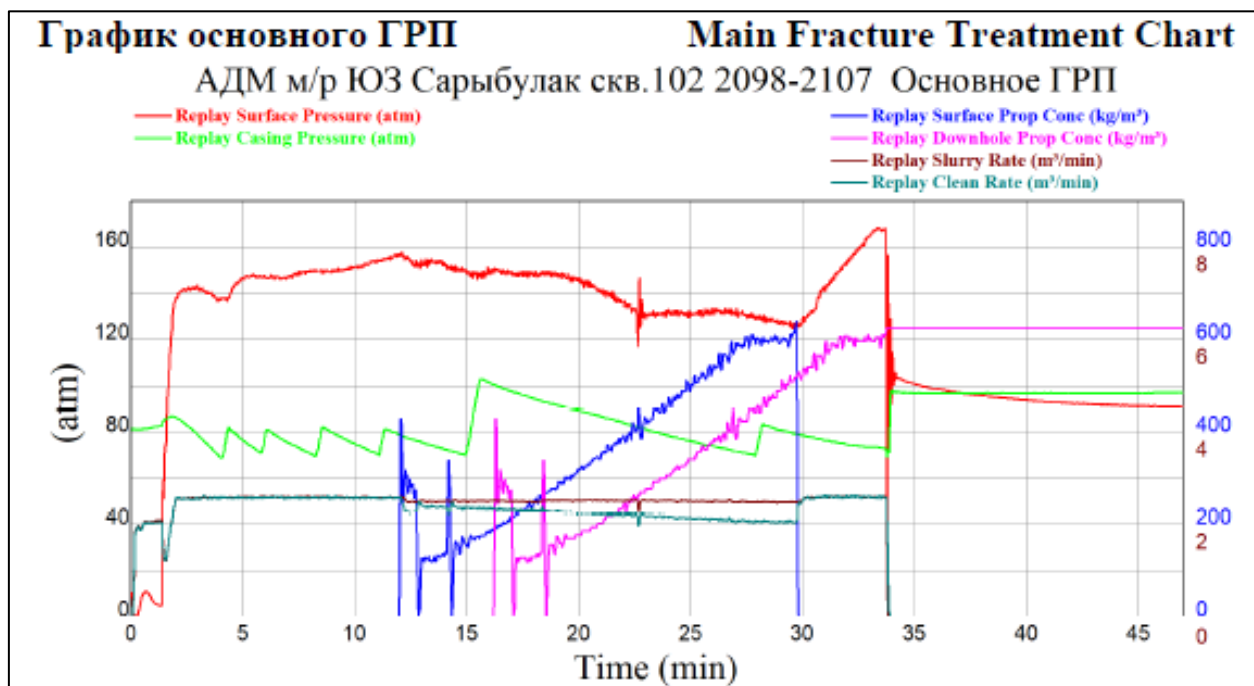


Рис. 3.2.31 – График основного ГРП на скважине № ЮЗС-102

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.30), закачали запланированный объем проппанта 15 тонн проппанта 16/20 Форес было закачено в скважину, из них 14.8 тонн проппанта было закачено в пласт J (интервал перфорации 2098-2107 м). Ниже на рисунке 3.2.24 представлен профиль трещины.

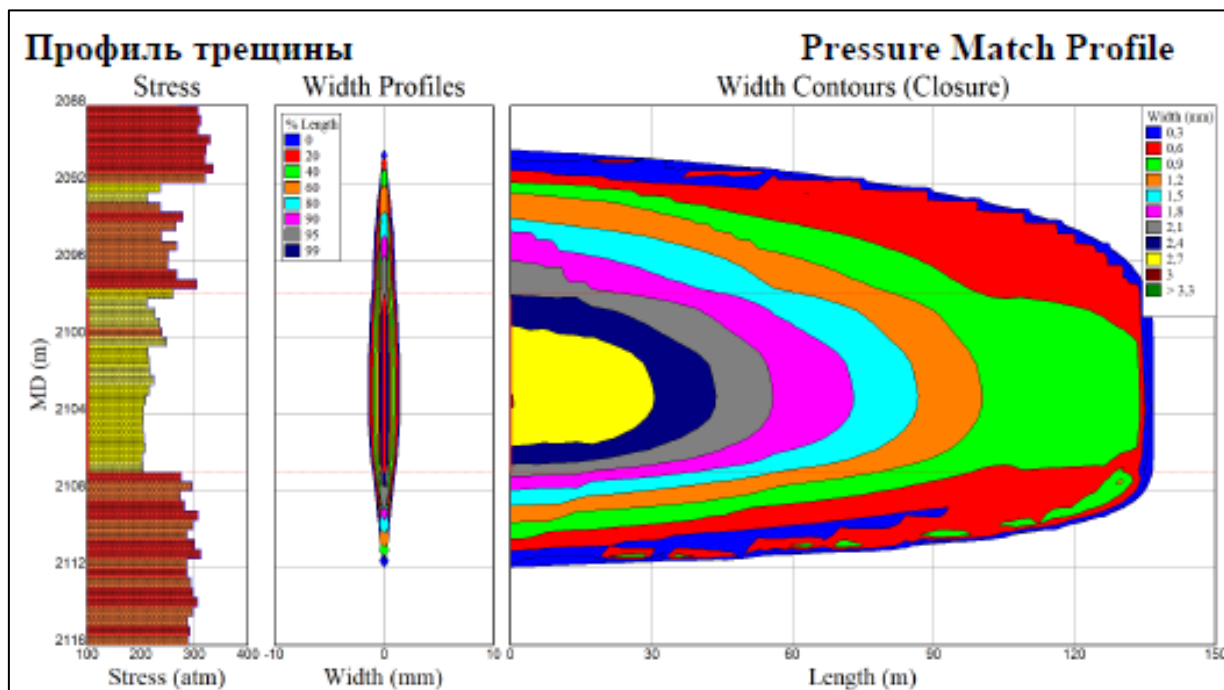


Рис. 3.2.32 – Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-102

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 136 метра, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 98 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 18 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 13,7 мм.

#### *Проведение ГРП на скважине №ЮЗС-15*

25 мая 2019 года на скважине № ЮЗС-15 в интервалах перфорации 2118-2126 метров были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 10,8 м<sup>3</sup>/сут (17.12.2018г.). Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.32.

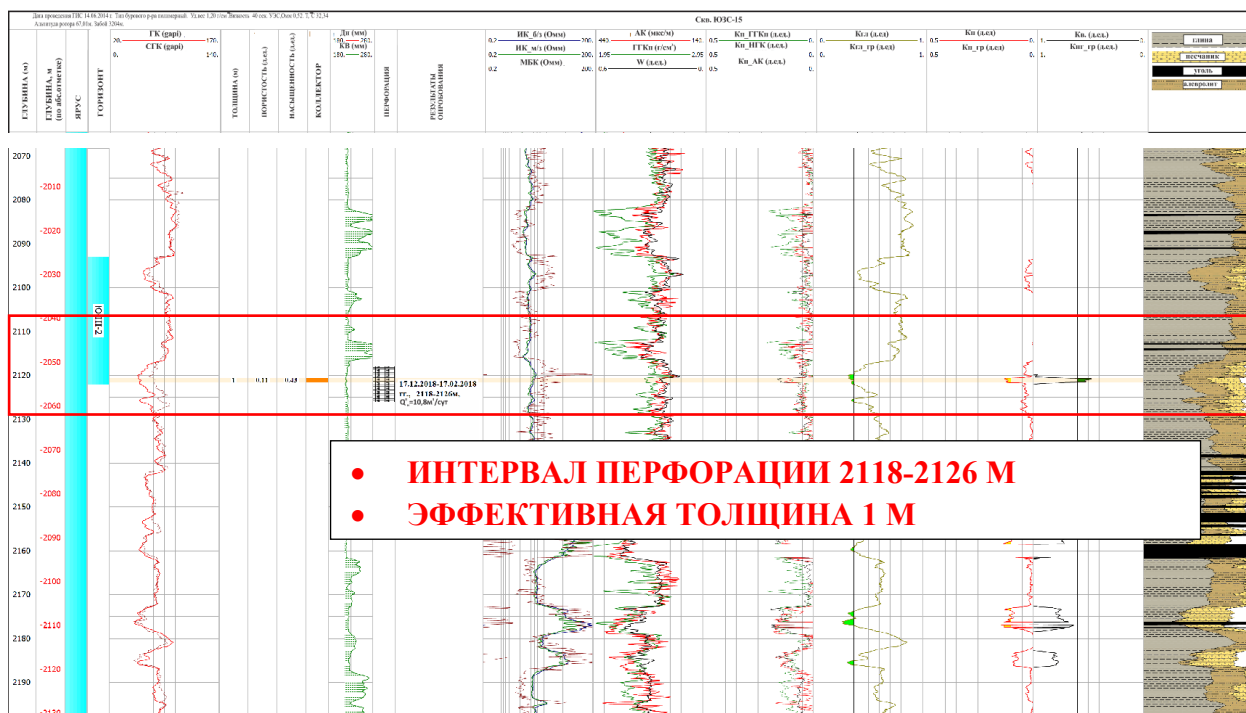


Рис. 3.2.33 - Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-15

Подготовительные работы были проведены 25 мая 2019 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 7,15 м<sup>3</sup> линейного геля. Затем закачено 12.57 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.622 тонн 20/40 керамического пропанта, затем было закачено 9,88 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.42 м<sup>3</sup>/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфорации.

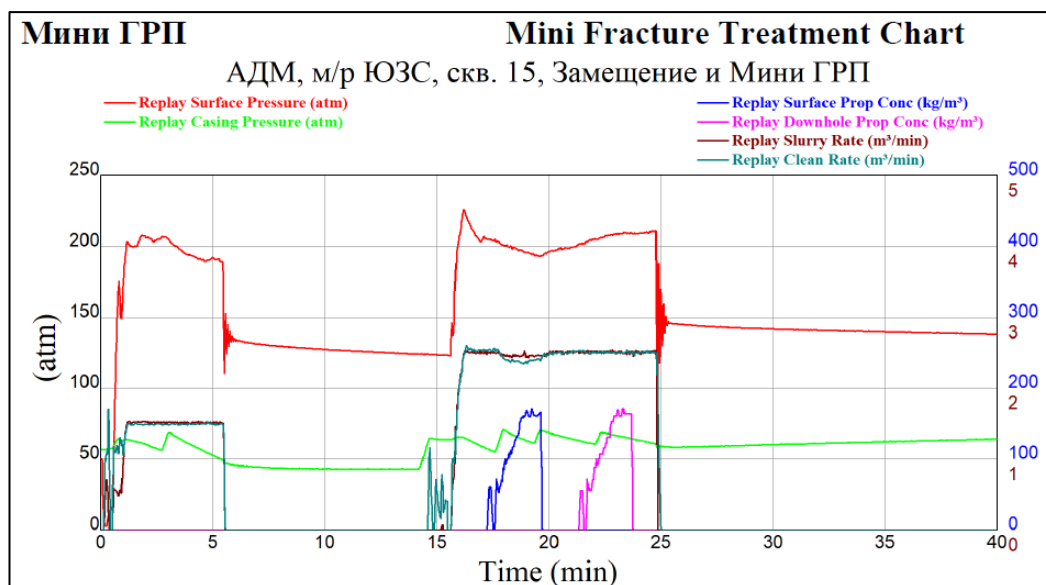


Рис. 3.2.34 – График мини ГРП на скважине № ЮЗС-15



Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 90%, а по дизайну 62%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 0 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

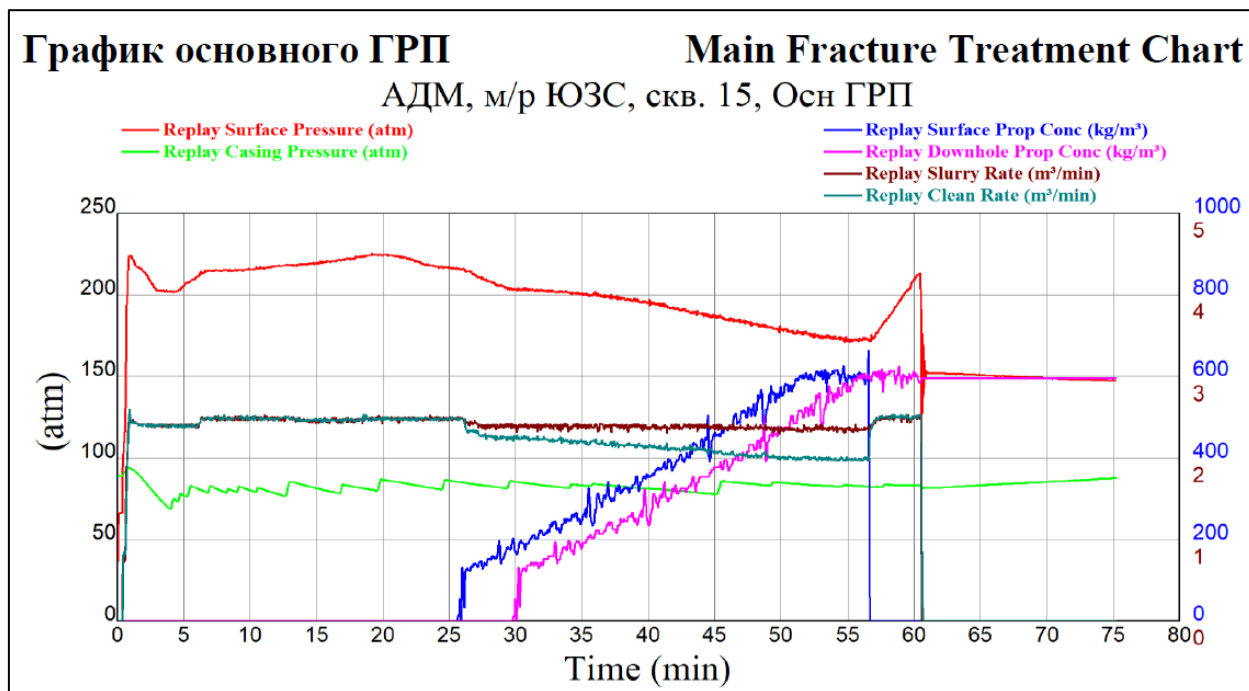


Рис. 3.2.35 – График основного ГРП на скважине № ЮЗС-15

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.34), закачали запланированный объем пропанта 25 тонн 20/40 Форес и 16/20 Форес пропанта было закачено в скважину, из них 24.8 тонн пропанта было закачено в пласт J (интервал перфорации 2118-2126 м). Ниже на рисунке 3.2.35 представлен профиль трещины.

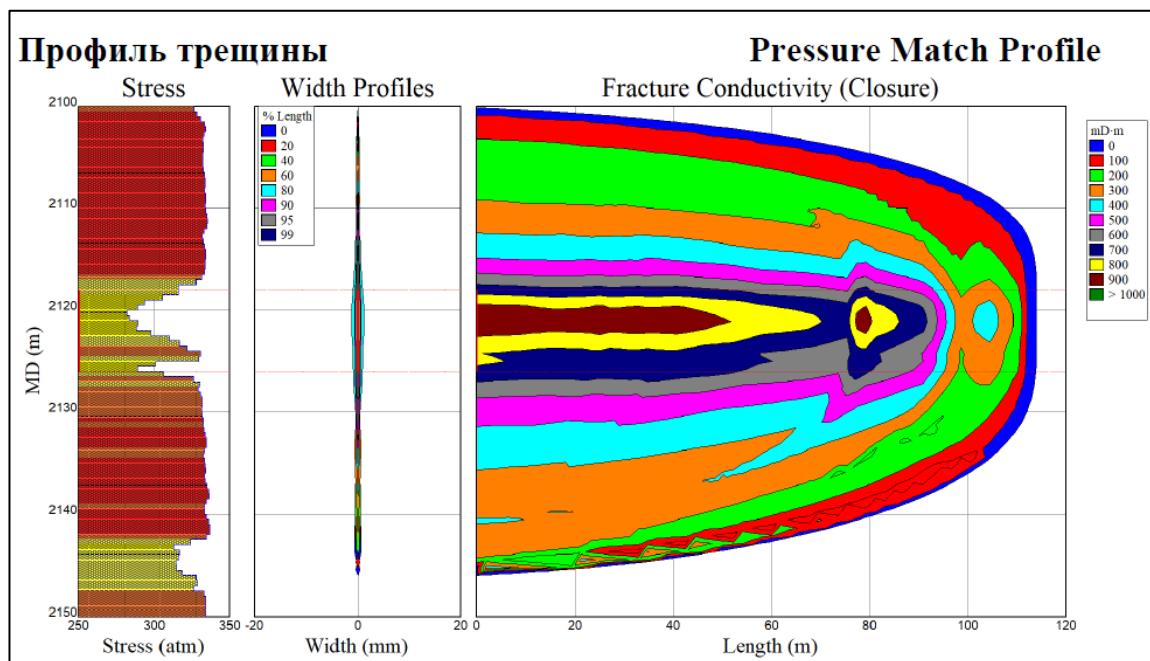


Рис. 3.2.36 – Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-15

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 114 метра, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 110 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 37 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 11 мм.

### Проведение ГРП на скважине №ЮЗС-101

17 мая 2019 года на скважине № ЮЗС-101 в интервалах перфорации 2039-2044, 2046-2058 метров были проведены работы по гидравлическому разрыву пласта. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018 году, горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти 5 м<sup>3</sup>/сут (15.02.2019г.). Результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе представлены ниже на рисунке 3.2.36.

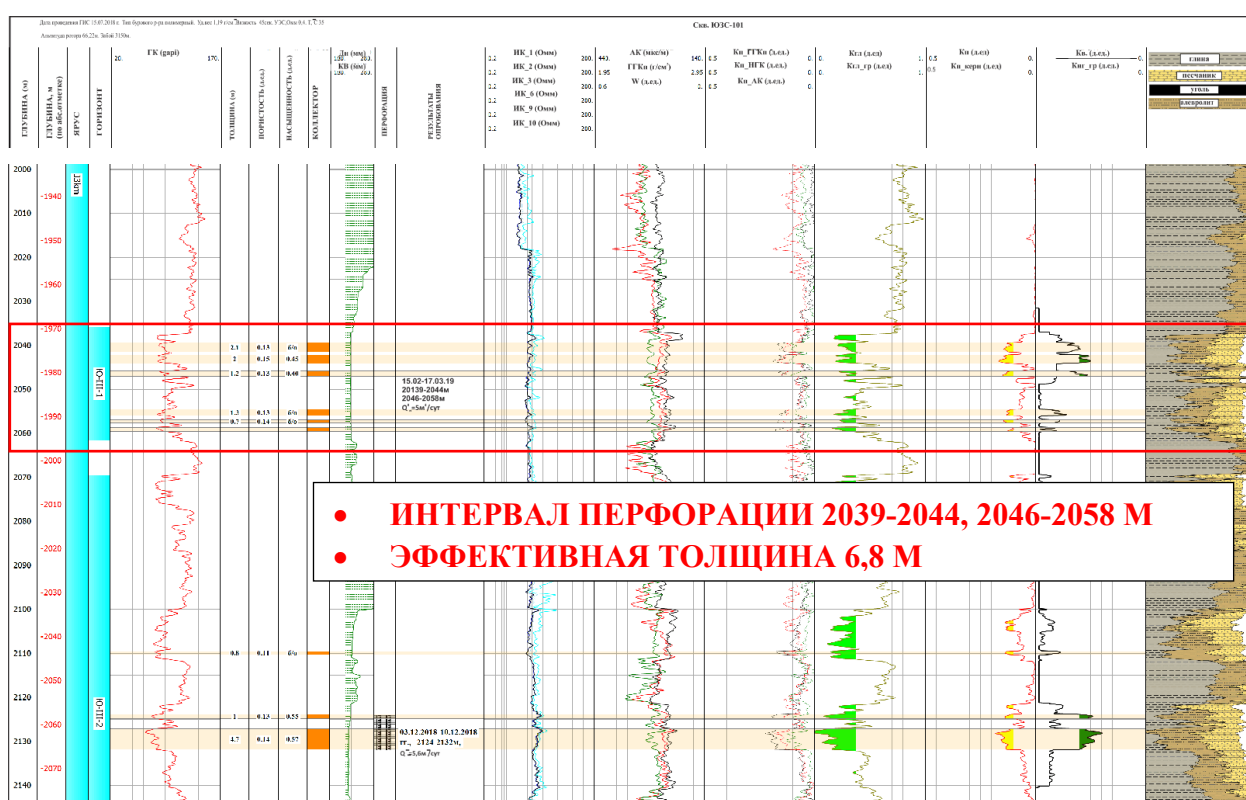


Рис. 3.2.37 - Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-101

Подготовительные работы были проведены 17 мая 2019 года, которые включали в себя проведение мини ГРП. На мини ГРП на стадии замещения в скважину было закачено 7 м<sup>3</sup> линейного геля. Затем закачено 12.2 м<sup>3</sup> сшитой жидкости с 0.578 тонн 20/40 керамического пропанта, затем было закачено 7.6 м<sup>3</sup> линейного геля при скорости 2.44 м<sup>3</sup>/мин. Был произведен анализ понижения давления Мини ГРП, что позволило рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале перфорации.

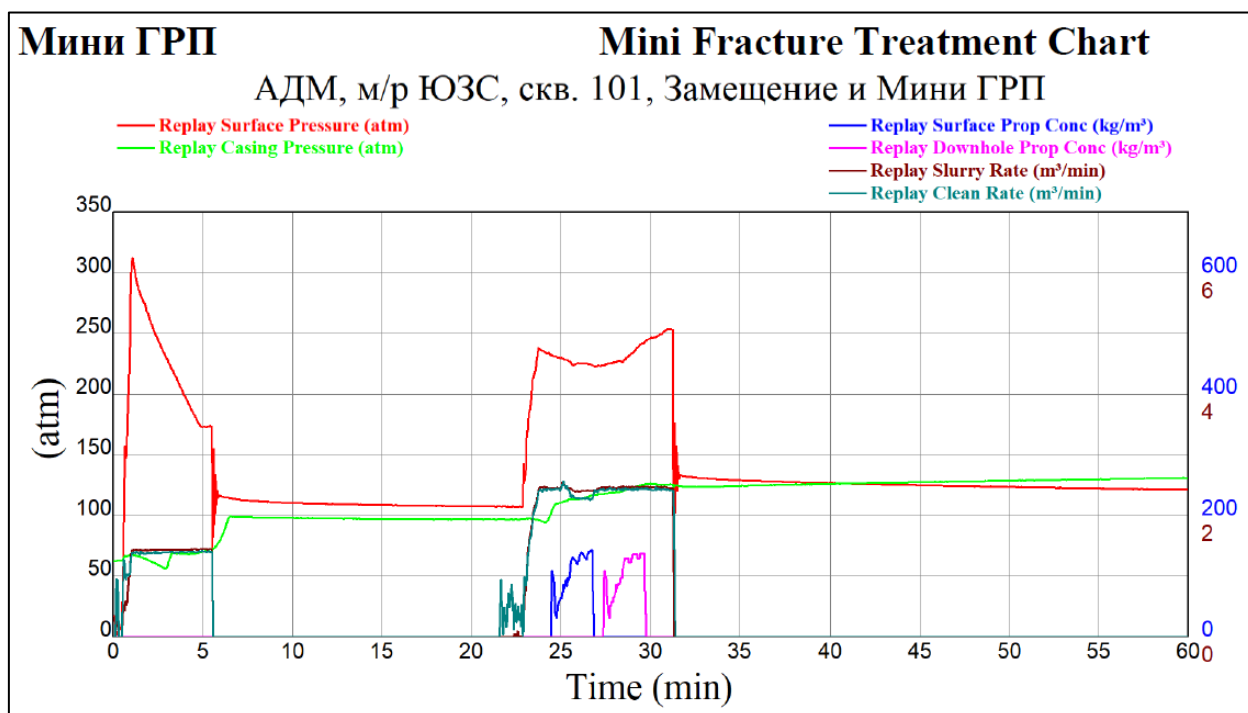


Рис. 3.2.38 – График мини ГРП на скважине № ЮЗС-101

Анализ Мини ГРП показал эффективность жидкости 87%, а по дизайну 60%. Трение в интервале перфорации и в призабойной зоне было рассчитано 14 атм. После чего модель первоначального дизайна была откалибрована.

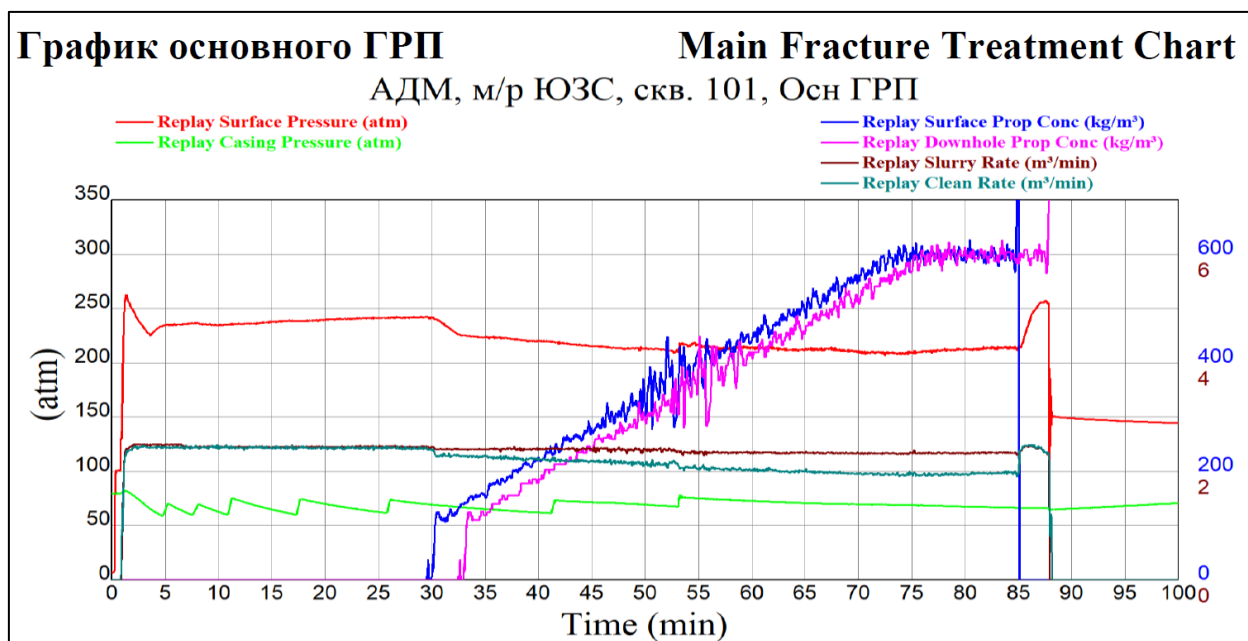


Рис. 3.2.39 – График основного ГРП на скважине № ЮЗС-101

Основная работа прошла успешно (рисунок 3.2.38), закачали запланированный объем пропанта 50 тонн 20/40 Форес и 16/20 Форес пропанта было закачено в скважину, из них 49.8 тонн пропанта было закачено в пласт J (интервал перфорации 2039-2058 м). Ниже на рисунке 3.2.39 представлен профиль трещины.

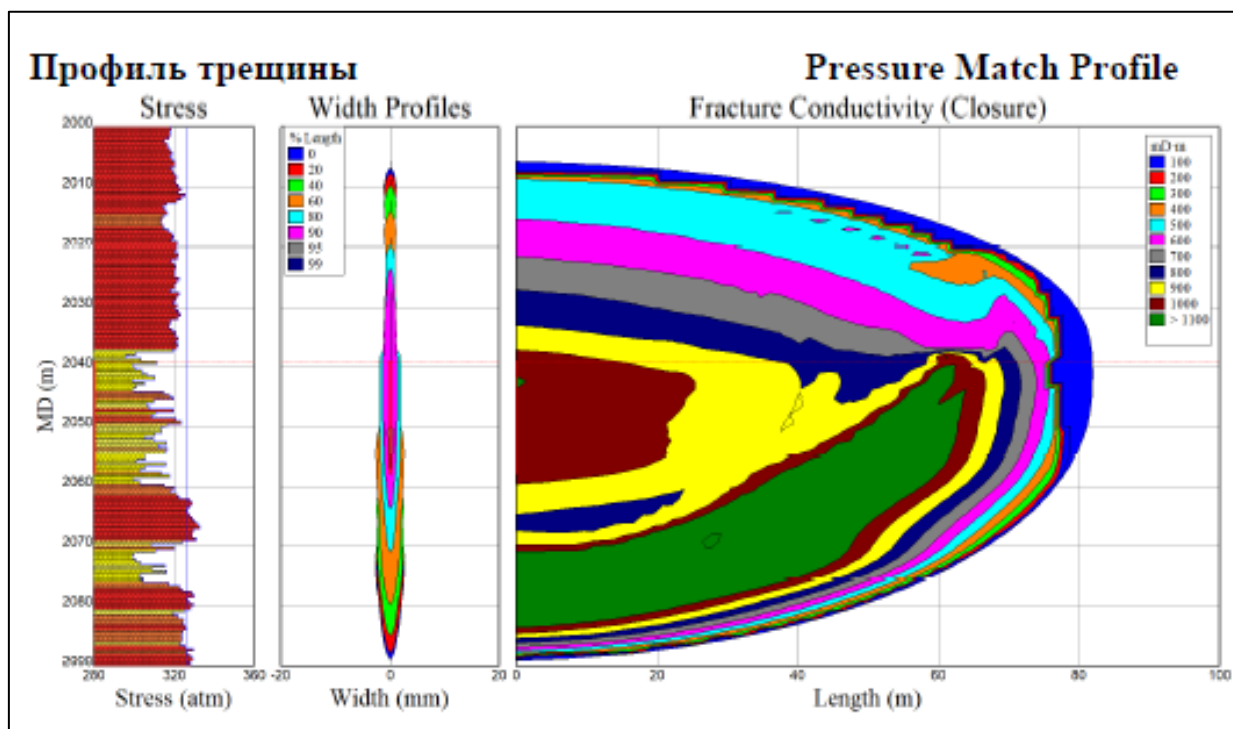


Рис. 3.2.40 – Профиль трещины ГРП на скважине № ЮЗС-101

Созданная длина трещины после основного ГРП составила 81 метра, общая длина трещины, закрепленная проппантом составила 76 метра, средняя высота разрыва, закрепленная проппантом составила 65 метра и средняя ширина трещины, закрепленная проппантом составила 13 мм.

На месторождении Юго-Западный Сарыбулак предлагается продолжить проведение ГРП на добывающих и разведочных скважинах. Для предлагаемых скважин, ниже в программе optiFrac представлены упрощенные модели. Для заданных свойств пласта и пропанта рассчитывает геометрию трещины для достижения максимально возможного коэффициента продуктивности скважины. Важно, что представленные результаты на упрощенной модели optiFrac по предлагаемому тоннажу не являются окончательной рекомендацией, более детально все параметры прогоняются на специализированных программных обеспечениях типа FracPRO MFrac (либо другие аналоги).

### Скважина № ЮЗС-2 дизайн в программе optiFrac

На скважине №ЮЗС-2 (в 2023 году) предлагается проведение ГРП в интервалах перфорации 2181-2190 метров (горизонт Ю-VI-Г), суммарная эффективная толщина составляет 9 метров. Ниже на рисунке 3.2.40 результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2011г., горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти.

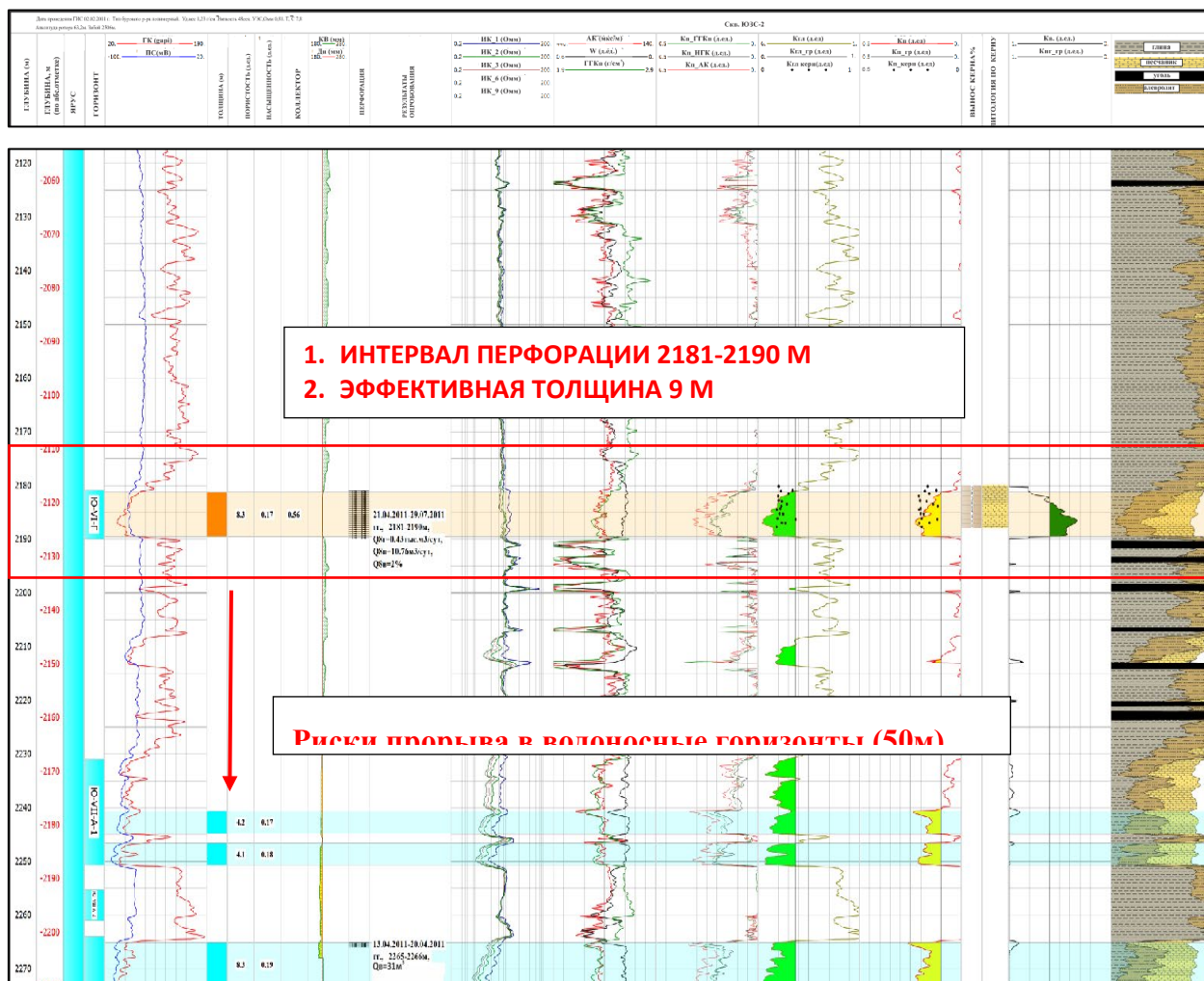


Рис. 3.2.41 - Планшет РИГИС скважины № ЮЗС-2

Как видно из планшета РИГИС, при проведении ГРП имеются риски прорыва в нижезалегающие водоносные горизонты. Для исключения рисков, необходимо детально все параметры по геометрии трещины и предлагаемый тоннаж проппанта рассмотреть на специализированных программных обеспечениях типа FracPRO или MFrac (либо другие аналоги), с целью подбора оптимального тоннажа для проведения ГРП с получением оптимальных значений  $J_d$  – безразмерный коэффициент продуктивности и  $C_{fd}$  – безразмерная проводимость трещины, на упрощенной модели optiFrac были проведены математические расчеты. В практике принято принимать оптимальное значение  $C_{fd}$  на



уровне не ниже 1,6. Желтая зона на графике показывает оптимальную зону отношений двух вышепредставленных ( $J_d$  и  $C_{fd}$ ) значений для выбранной скважины.

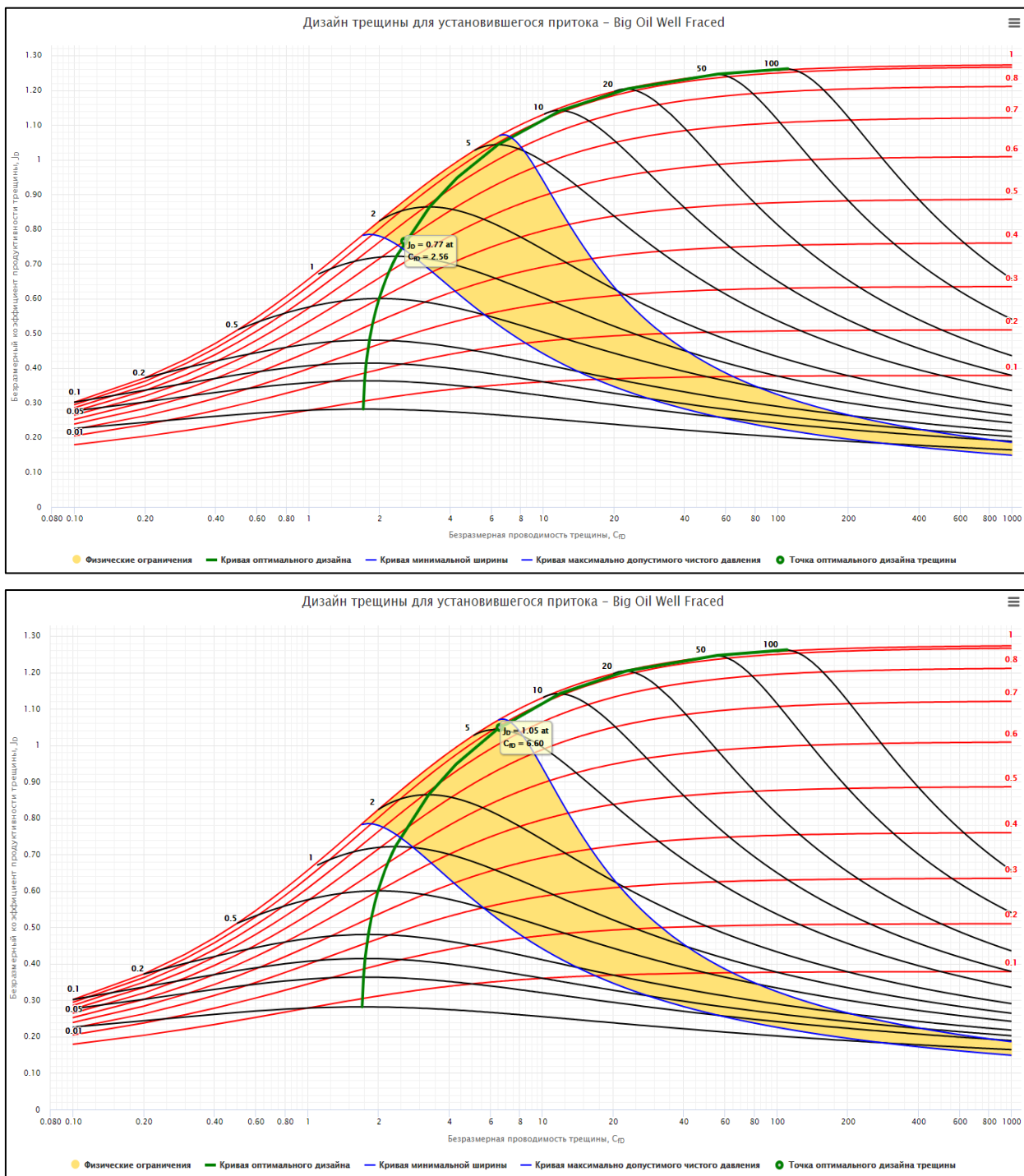


Рис. 3.2.42 – Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-2 (А – 12 тонн, Б – 50 тонн)

Результаты расчетов в модели optiFrac для удобства сравнения представлены ниже в таблице 3.2.21. Согласно расчетам, оптимальный тоннаж проппанта для выбранной скважины находятся в диапазоне от 12 до 50 тонн, при этом безразмерная проводимость трещины  $C_{fd}$  превышает минимальное значений 1,6.



Как видно из планшета РИГИС, при проведении ГРП риски прорыва в нижезалегающие водоносные горизонты отсутствуют, тем не менее, необходимо все параметры по геометрии трещины и предлагаемый тоннаж проппанта рассмотреть на специализированных программных обеспечениях типа FracPRO или MFrac (либо другие аналоги). С целью подбора оптимального тоннажа для проведения ГРП с получением оптимальных значений  $J_d$  – безразмерный коэффициент продуктивности и  $C_{fd}$  – безразмерная проводимость трещины, на упрощённой модели optiFrac были проведены математические расчеты. В практике принято принимать оптимальное значение  $C_{fd}$  на уровне не ниже 1,6. Желтая зона на графике показывает оптимальную зону отношений двух вышепредставленных ( $J_d$  и  $C_{fd}$ ) значений для выбранной скважины.

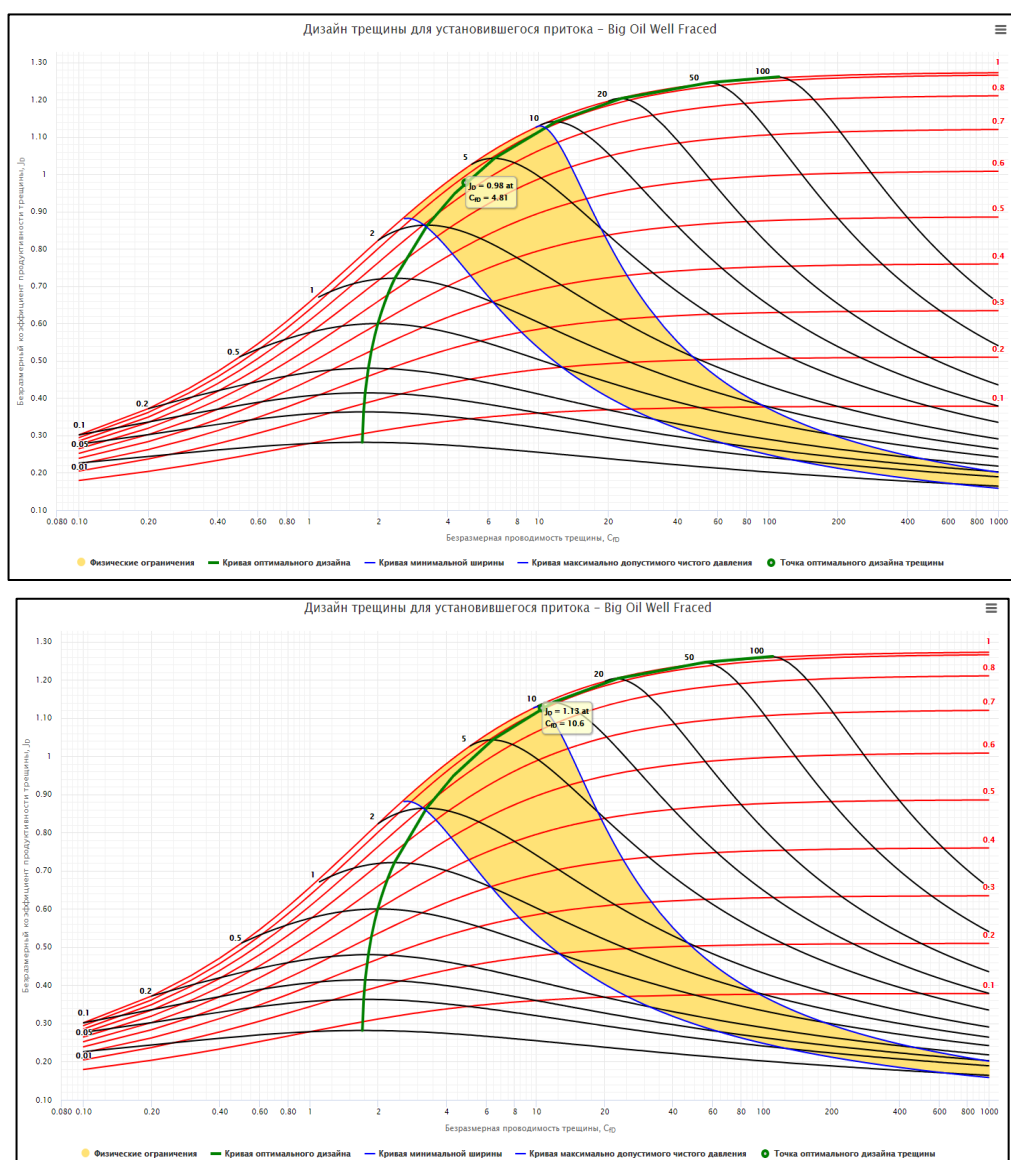


Рис. 3.2.44 – Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-3 (А – 15 тонн, Б – 38 тонн)

Результаты расчетов в модели optiFrac для удобства сравнения представлены ниже в таблице 3.2.22. Согласно расчетам, оптимальный тоннаж проппанта для выбранной



скважины находятся в диапазоне от 15 до 38 тонн, при этом безразмерная проводимость трещины  $C_{fd}$  превышает минимальное значений 1,6.

**Таблица 3.2.22 - Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-3**

№ п/п	Наименование	Расчет 1	Расчет 2
1	Общая масса пропанта, тонн	15	38
2	Безразмерный коэффициент продуктивности $J_d$	0,98	1,13
3	Безразмерная проводимость трещины $C_{fd}$	4,81	10,6
4	Полудлина трещины, м	42,7	45,8
5	Ширина трещины, мм	3,23	7,63

*Скважина № ЮЗС-10 дизайн в программе optiFrac*

На скважине №ЮЗС-10 (в 2025 году) предлагается проведение ГРП в интервалах перфорации 2317-2325 метров (горизонт Ю-5-Б-2), суммарная эффективная толщина составляет 11 метров. Ниже на рисунке 3.2.44 результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2017г., горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти.

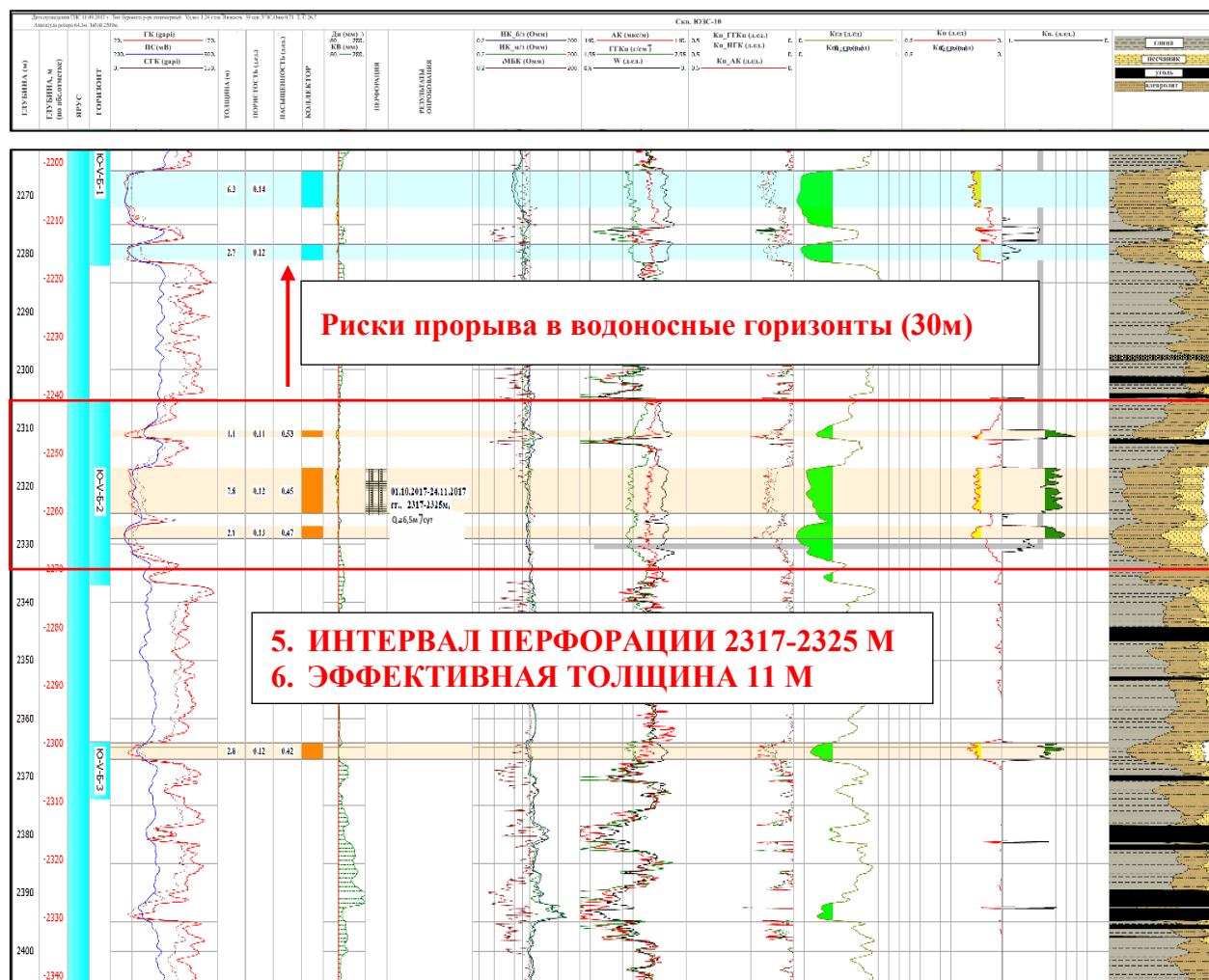


Рис. 3.2.45 - Планшет РИГИС скважины ЮЗС-10

Как видно из планшета РИГИС, при проведении ГРП имеются риски прорыва в вышележающие водоносные горизонты. Для исключения рисков, необходимо детально все параметры по геометрии трещины и предлагаемый тоннаж проппанта рассмотреть на специализированных программных обеспечениях типа FracPRO или MFrac (либо другие аналоги), С целью подбора оптимального тоннажа для проведения ГРП с получением оптимальных значений  $J_d$  – безразмерный коэффициент продуктивности и  $C_{fd}$  – безразмерная проводимость трещины, на упрощённой модели optiFrac были проведены математические расчеты. В практике принято принимать оптимальное значение  $C_{fd}$  на уровне не ниже 1,6. Желтая зона на графике показывает оптимальную зону отношений двух вышепредставленных ( $J_d$  и  $C_{fd}$ ) значений для выбранной скважины.

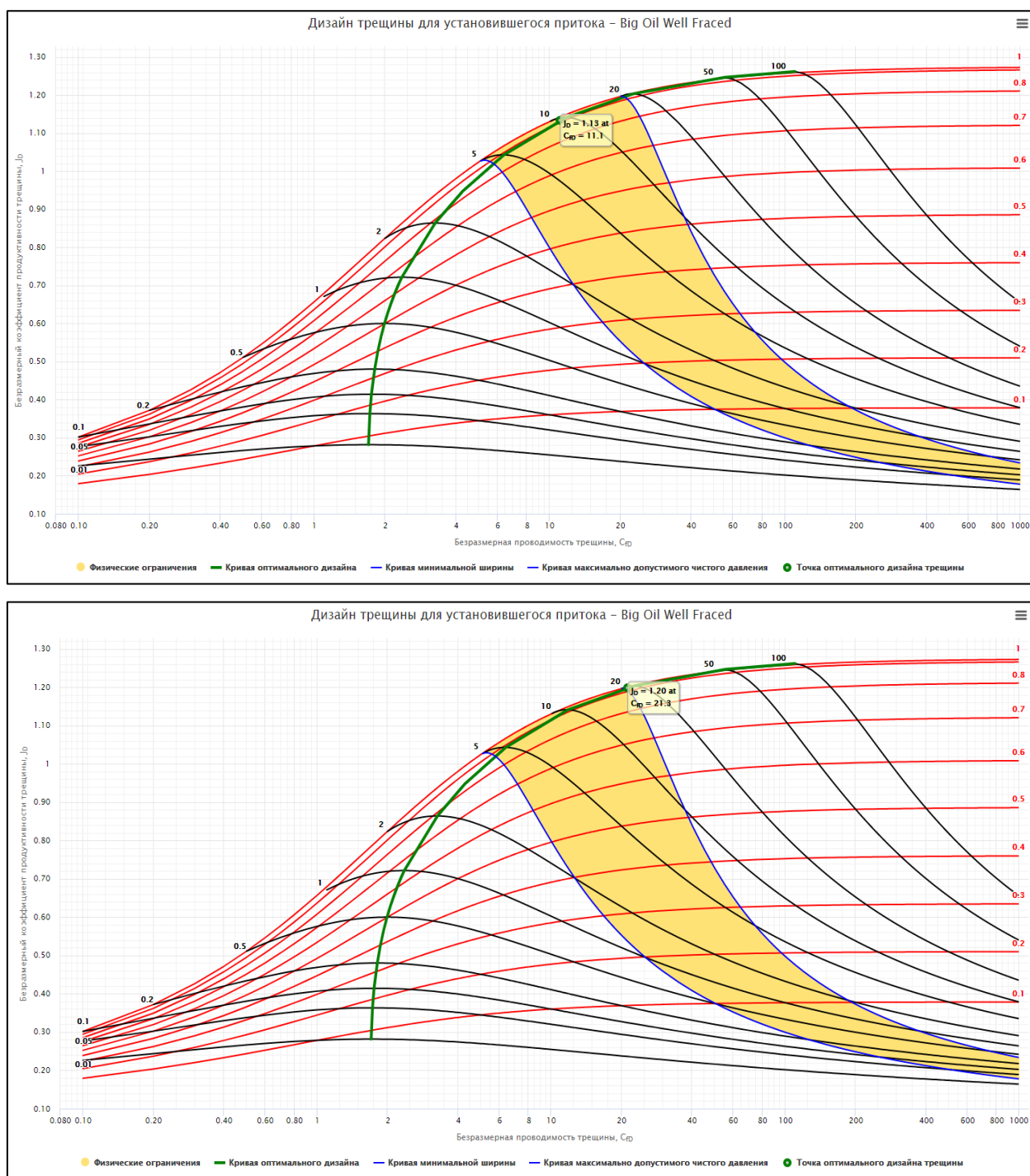


Рис. 3.2.46 – Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-10 (А – 20 тонн, Б - 40тонн)

Результаты расчетов в модели optiFrac для удобства сравнения представлены ниже в таблице 3.2.23. Согласно расчетам, оптимальный тоннаж проппанта для выбранной скважины находятся в диапазоне от 20 до 40 тонн, при этом безразмерная проводимость трещины  $C_{fd}$  превышает минимальное значений 1,6.

Таблица 3.2.23 - Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-10

№ п/п	Наименование	Расчет 1	Расчет 2
1	Общая масса пропанта, тонн	20	40
2	Безразмерный коэффициент продуктивности $J_d$	1,13	1,20
3	Безразмерная проводимость трещины $C_{fd}$	11,1	21,3
4	Полудлина трещины, м	45,9	46,8
5	Ширина трещины, мм	4,01	7,85

### Скважина № ЮЗС-12 дизайн в программе optiFrac

На скважине №ЮЗС-12 (в 2025 году) предлагается проведение ГРП в интервалах перфорации 2884-2892 метров (горизонт Ю-5-В-3), суммарная эффективная толщина составляет 4,5 метров. Ниже на рисунке 3.2.45 результаты интерпретации ГИС в открытом стволе. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2014г., горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти.

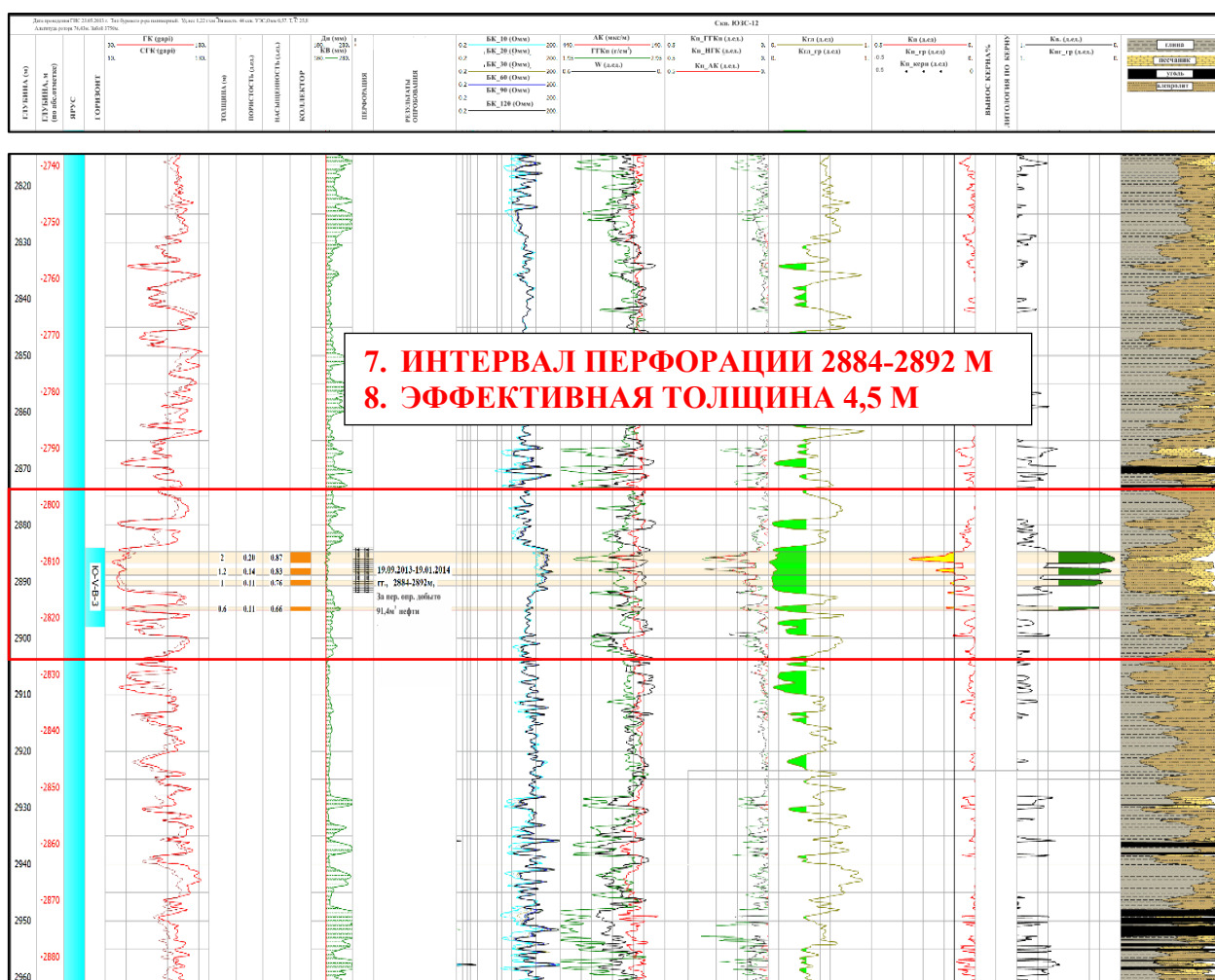


Рис. 3.2.47 - Планшет РИГИС скважины ЮЗС-12

Как видно из планшета РИГИС, при проведении ГРП риски прорыва в нижезалегающие водоносные горизонты отсутствуют, тем не менее, необходимо все параметры по геометрии трещины и предлагаемый тоннаж проппанта рассмотреть на специализированных программных обеспечениях типа FracPRO или MFrac (либо другие аналоги). С целью подбора оптимального тоннажа для проведения ГРП с получением оптимальных значений  $J_d$  – безразмерный коэффициент продуктивности и  $C_{fd}$  – безразмерная проводимость трещины, на упрощённой модели optiFrac были проведены математические расчеты. В практике принято принимать оптимальное значение  $C_{fd}$  на уровне не ниже 1,6. Желтая зона на графике показывает оптимальную зону отношений двух вышепредставленных ( $J_d$  и  $C_{fd}$ ) значений для выбранной скважины.

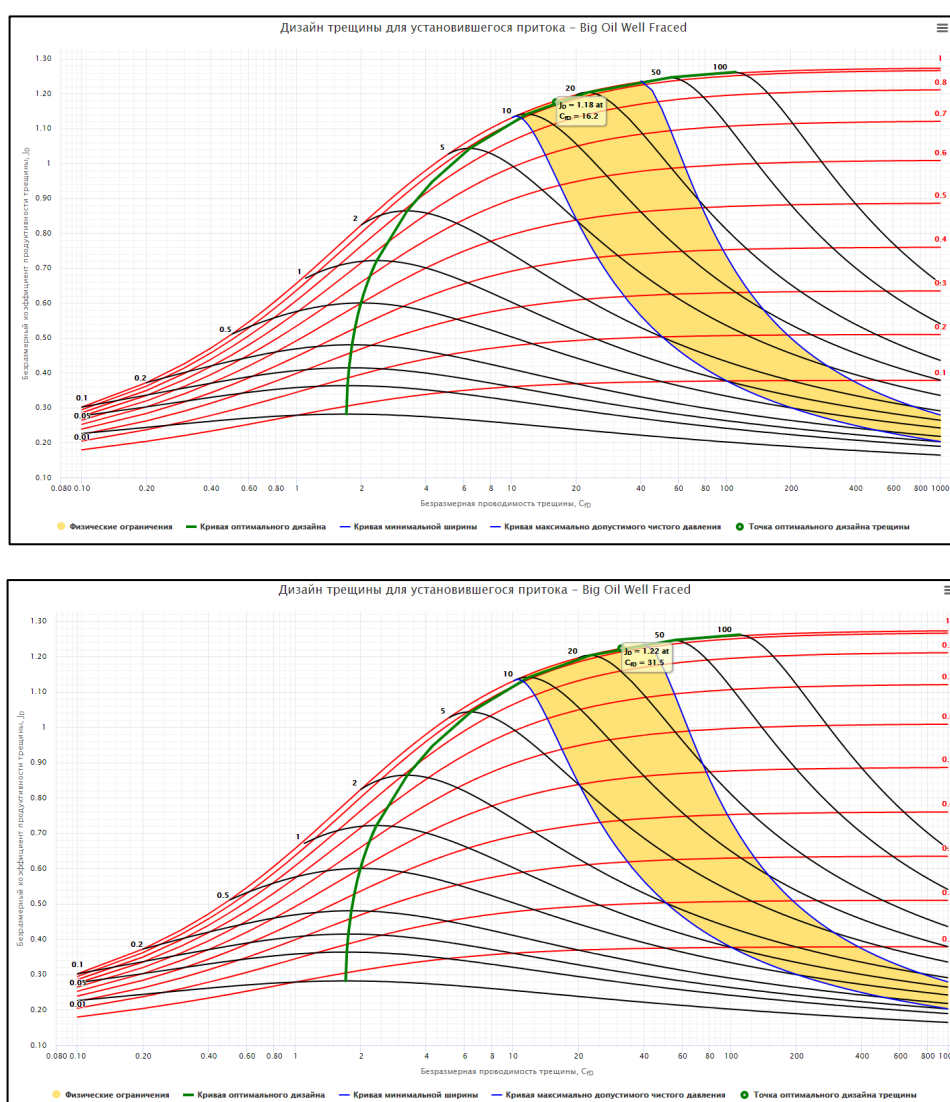


Рис. 3.2.48 – Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-12 (А – 15 тонн, Б - 30 тонн)

Результаты расчетов в модели optiFrac для удобства сравнения представлены ниже в таблице 3.2.24. Согласно расчетам, оптимальный тоннаж проппанта для выбранной

скважины находятся в диапазоне от 15 до 30 тонн, при этом безразмерная проводимость трещины  $C_{fd}$  превышает минимальное значений 1,6.

**Таблица 3.2.24 - Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-12**

№ п/п	Наименование	Расчет 1	Расчет 2
1	Общая масса пропанта, тонн	15	30
2	Безразмерный коэффициент продуктивности $J_d$	1,18	1,22
3	Безразмерная проводимость трещины $C_{fd}$	16,2	31,5
4	Полудлина трещины, м	46,5	47,2
5	Ширина трещины, мм	2,97	5,85

*Скважина № ЮЗС-15 дизайн в программе optiFrac*

На скважине №ЮЗС-15 (в 2025 году) предлагается проведение ГРП в интервалах перфорации 2779-2784, 2814-2820 метров (горизонт Ю-6-Б-1 и 2), суммарная эффективная толщина составляет 8 метров. Ниже на рисунке 3.2.47 результаты интерпретации ГИС в отрытом стволе. Согласно акту о результатах испытания, проведенные в 2018г., горизонт является нефтеносным, что подтверждается притоком нефти.

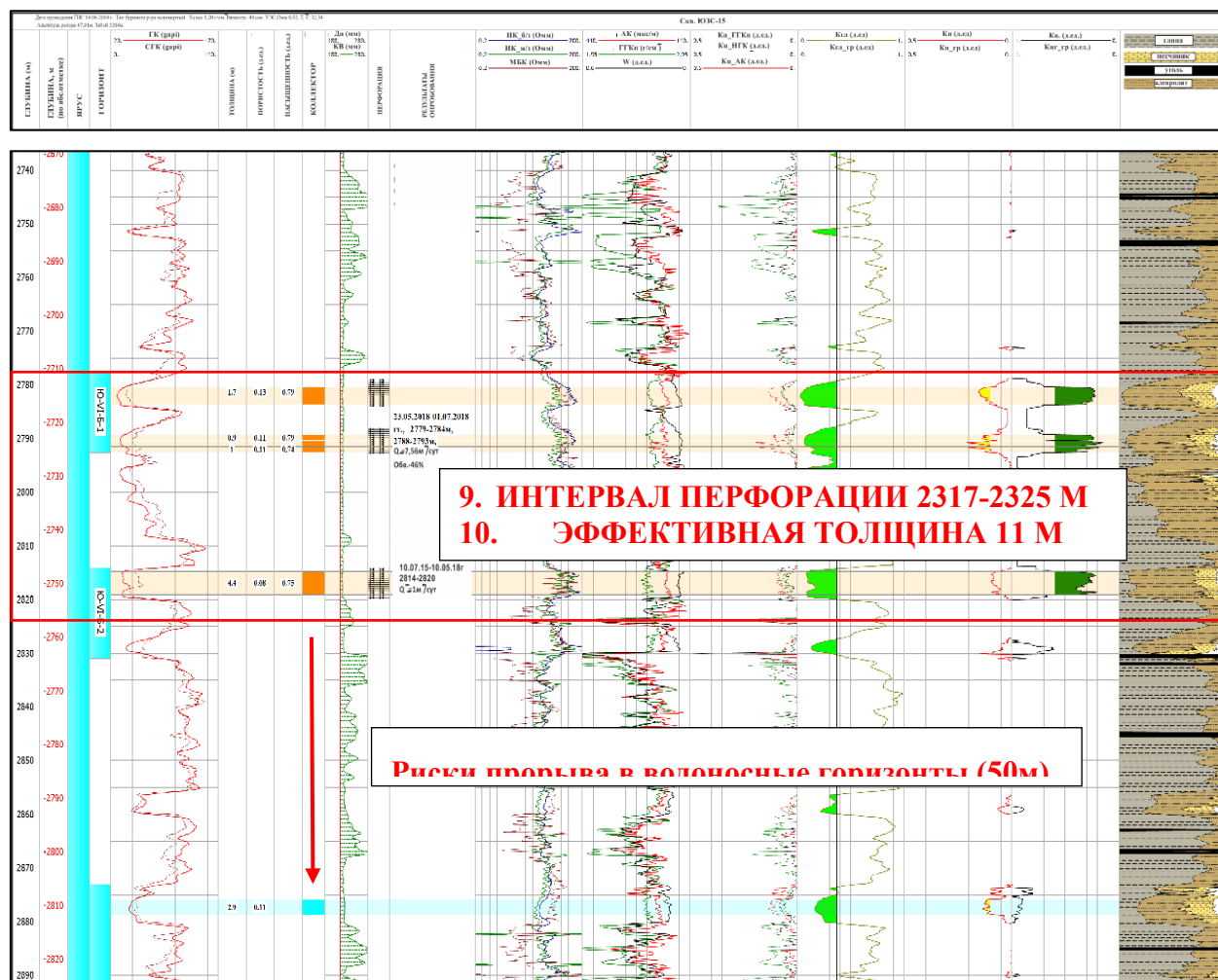


Рис. 3.2.49 - Планшет РИГИС скважины ЮЗС-15

Как видно из планшета РИГИС, при проведении ГРП имеются риски прорыва в вышезалегающие водоносные горизонты. Для исключения рисков, необходимо детально все параметры по геометрии трещины и предлагаемый тоннаж проппанта рассмотреть на специализированных программных обеспечениях типа FracPRO или MFrac (либо другие аналоги), С целью подбора оптимального тоннажа для проведения ГРП с получением оптимальных значений  $J_d$  – безразмерный коэффициент продуктивности и  $C_{fd}$  – безразмерная проводимость трещины, на упрощённой модели optiFrac были проведены математические расчеты. В практике принято принимать оптимальное значение  $C_{fd}$  на уровне не ниже 1,6. Желтая зона на графике показывает оптимальную зону отношений двух вышепредставленных ( $J_d$  и  $C_{fd}$ ) значений для выбранной скважины.



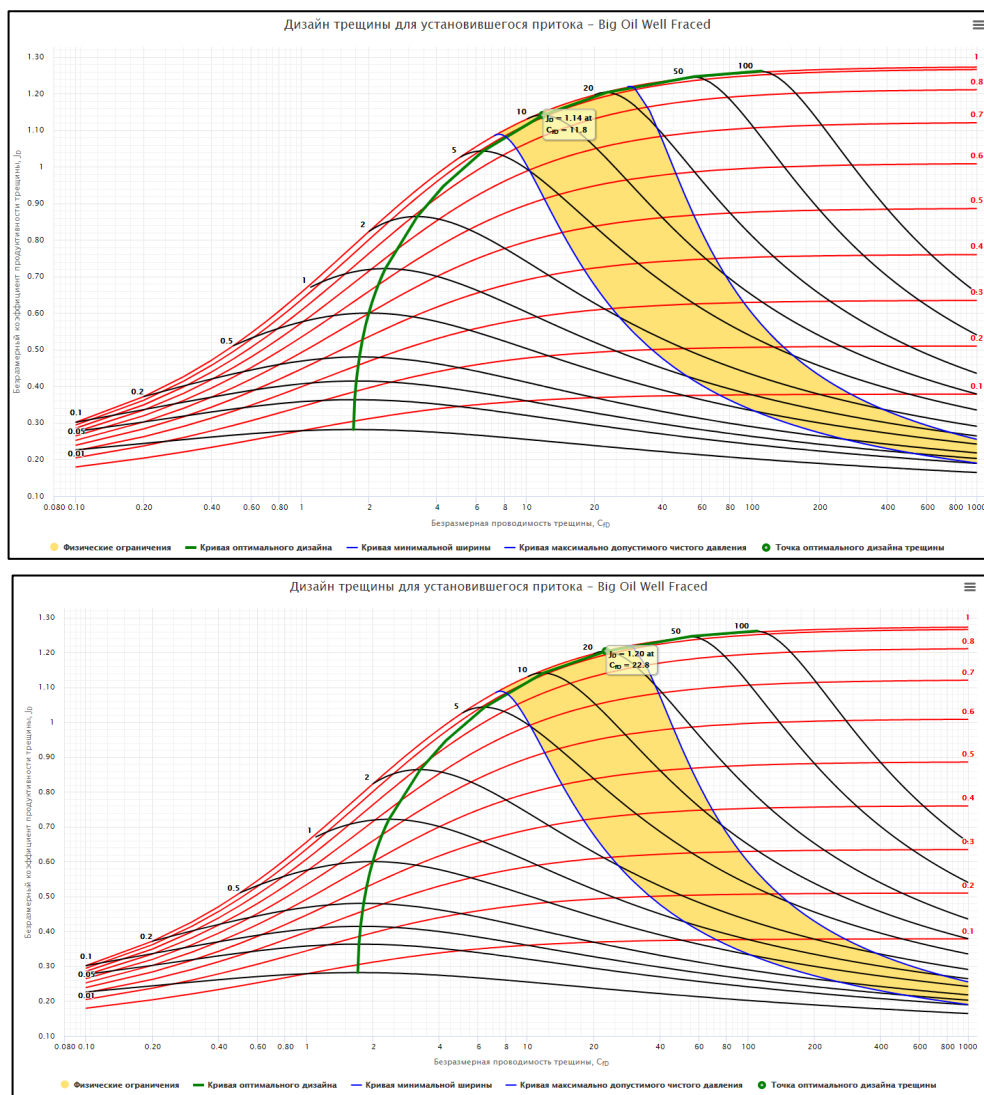


Рис. 3.2.50 – Дизайн трещины для скважины № ЮЗС-15 (А – 15 тонн, Б - 30тонн)

Результаты расчетов в модели optiFrac для удобства сравнения представлены ниже в таблице 3.2.25. Согласно расчетам, оптимальный тоннаж пропанта для выбранной скважины находятся в диапазоне от 15 до 30 тонн, при этом безразмерная проводимость трещины  $C_{fd}$  превышает минимальное значений 1,6.

Таблица 3.2.25 - Результаты расчетов в модели optiFrac по скважине ЮЗС-15

№ п/п	Наименование	Расчет 1	Расчет 2
1	Общая масса пропанта, тонн	15	30
2	Безразмерный коэффициент продуктивности $J_d$	1,14	1,20
3	Безразмерная проводимость трещины $C_{fd}$	11,8	22,8
4	Полудлина трещины, м	46,0	46,9
5	Ширина трещины, мм	3,00	5,88



Таблица 3.2.26 - Результаты проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождении

№№ скв	Дата ГРП	Обрабатываемый интервал	Параметры ГРП					Параметры работы скважин					
		Объект	Кол-во пропанта, т	Объём геля, м³	Объём продавочной жидкости, м³	Рнач, МПа	Ркон, МПа	До ГРП			После ГРП		
		Горизонт						Дебит ж-сти, м³/сут	Дебит нефти, м³/сут	% воды	Дебит ж-сти, м³/сут	Дебит нефти, м³/сут	% воды
1	2	3	4	5	6	7	8	9			10		
ЮЗС-2	18.05.2012	1774-1778	10	62	н.д.	27,3	н.д.	7,5	-	100	5,2	1,4	74
		V объект (Ю-III-1-1)											
ЮЗС-3	08.03.2013	2957-2967	Мини ГРП					-			5	0	100
		IV объект (Ю-VI-2-1)	0,6	29	н.д.	с	н.д.	-			-	-	-
			Основной ГРП										
			29,4	75	н.д.	47	36,5						
	20.06.2013	2776-2787	30	175	н.д.	42	37	-			68,7	68,7	0
		V объект (Ю-V-3-1)									15	15	0
	10.10.2015	2185-2190	39	205,4	н.д.	н.д.	н.д.	4,2	-	100	15,5	5,7	36,9
		VII объект (Ю-VI-2-1)											
	04.08.2012	2981-2988; 2991-3000	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	-			-	-	-
		III объект (Ю-VI-2-1)											
12.11.2013	2751-2756	20	95,5	12,7	44,9	39,2	-			10,3	9,3	80,3	
	V объект (Ю-V-3-1)												
ЮЗС-4	15.09.2012	3156-3167	Мини ГРП					-			3,6	0,1	98
		II объект (Ю- II -2-1)	0,6	33	н.д.	49	33						
			Основной ГРП					-			6,02	0,1	98
			20	122	14,1	41,3	40						
	29.11.2012	2338-2353; 2365-2366	28,3	101,6	н.д.	н.д.	н.д.	-			34	24	27
		III объект (Ю-V-2-1)											
	13.05.2013	2141-2151	30	103,5	7,1	н.д.	27	-			60	60	0
IV объект (Ю-IV-1-1)													
ЮЗС-5	18.12.2013	2551-2558	19,4	69	н.д.	33	29,5	1,5	-	100	8,6	2,3	26,7
ЮЗС-6	31.10.2012	3599-3601											
		II объект (Ю-VII-2-1)											
	03.08.2013	3062-3070	40	176	н.д.	44,4	34,6	-			5	5	0
III объект (Ю-VI-2-1)													
ЮЗС-7	29.04.2013	3629-3640	7,5	69,9	н.д.	н.д.	н.д.	-			нет притока		
		I объект (Ю-VII-2-1)											
ЮЗС-8	07.07.2013	2600-2605	30	195,5	н.д.	32	22,5	-			10	0	100
		I объект (Ю-VII-2-1)											
	05.10.2013	2537-2542	24	150	н.д.	35	24,5	7	7	0	10	10	0
II объект (Ю-VII-1-1)													
ЮЗС-10	23.08.2014	3215-3220	67	270	н.д.	н.д.	н.д.	-			7,8	3,3	42
		I объект (Ю-V-3-3)											
ЮЗС-12	15.10.2013	2884-2892	25	118,8	13,5	41	25,9	-			15	11	25
		I объект (Ю-V-3-3)											
		2783-2787											
	Ю-V-B-2	35	163	12,7	43,8	26,8							
	01.11.2018	2080-2087	35	186	н.д.	19	10	1	0,3	68	24	-	100
VI объект (Ю-III-1)													
ЮЗС-15	25.10.2017	27110-2715, 2716-2725	40	234	н.д.	н.д.	42	-			17,0	10	46
		Ю-VI-B-2											
	29.05.2018	2779-2784, 2788-2793	55	н.д.	278,3	н.д.	31	-			8,0	4,1	43
		Ю-VI-B-2											
ЮЗС-30	29.08.2015	2647-2657	45	227	н.д.	62	н.д.	1	-	100	12,5	3,7	29
		I объект (Ю-VI-A-1)											
	22.07.2018	2527-2531,2535-2538	40	н.д.	198,1	36	30	1	-	100	12	4	67
		III объект (Ю-V-B-3)											
	18.10.2018	2255-2261	Мини ГРП					-			2,3	1,1	91
		1,1	6,2	26,8	н.д.	н.д.							
		Ю-IV-A-2	Основной ГРП					-					
			19,5	80	156,8	н.д.	н.д.						
	13.12.2018	2107-2114	Мини ГРП					-			12,1	10,7	64
		0,6	10,7	11	н.д.	н.д.							
14.12.2018	Ю-III-2	Основной ГРП					-						
		25	50	33	н.д.	н.д.							

№№ скв	Дата ГРП	Обрабатываемый интервал	Параметры ГРП					Параметры работы скважин					
		Объект	Кол-во пропанта, т	Объём геля, м³	Объём продавочной жидкости, м³	Рнач, МПа	Ркон, МПа	До ГРП			После ГРП		
		Горизонт						Дебит ж-сти, м³/сут	Дебит нефти, м³/сут	% воды	Дебит ж-сти, м³/сут	Дебит нефти, м³/сут	% воды
1	2	3	4	5	6	7	8	9			10		
ЮЗС-31	18.05.2018	2009-2014	35	н.д.	183,7	32,5	16,2	1	-	100	3,5	1,96	44
		Ю-VII-A-1											
	14.10.2017	2110-2122	50	242,2	10,1	43,8	26,8	1,5	1,47	2	8	4,56	43
		Ю-VII-A-1											
	11.10.2018	1855-1863	25	153	н.д.	17,8	н.д.	2,5	2,3	8,0	20	2,4	88
		Ю-III-1											
	09.10.2018	2151-2155,2158-2161	Мини ГРП					-			-		
1	10,5	13	н.д.	н.д.									
10.10.2018	Ю-III-2	Основной ГРП					-			-			
35	82	87	н.д.	н.д.									
ЮЗС-33	14.10.2018	2108-2113	Мини ГРП					-			1,4	0,2	85
			1	7,5	28,5	н.д.	н.д.						
	15.10.2018	Ю-III-2	Основной ГРП					-			1,4	0,2	85
			35	80	230	н.д.	н.д.						
	16.12.2018	2055-2059,2065-2069,2071-2076	Мини ГРП					-			нет притока		
		0,5	7,26	9,59	н.д.	н.д.							
	Ю-III-1	Основной ГРП					-			нет притока			
		35	50	117,4	н.д.	н.д.							
17.12.2018	II объект	Основной ГРП					-			нет притока			
		35	50	117,4	н.д.	н.д.							
ЮЗС-34	30.10.2018	2147-2152, 2164-2167, 2169-2173	Основной ГРП					-			2	2	0
		50	н.д.	243	н.д.	н.д.							
ЮЗС-60	01.06.2018	1955-1964	Основной ГРП					-			3,3	3,2	2,4
		50	н.д.	254,7	32	15,6							
ЮЗС-102	05.11.2018	2098-2107	Мини ГРП					-			нет притока		
		1	10,5	0	н.д.	н.д.							
	06.11.2018	2098-2107	Основной ГРП					-			нет притока		
15		30	39,2	н.д.	н.д.								
ЮЗС-15	20.05.2019	2118-2126	Мини ГРП					-			17,3	17,3	0
		25	111	180	н.д.	н.д.							
ЮЗС-30	18.05.2019	2037-2040	Основной ГРП					-			25	25	0
		2043-2046											
		25	190	180	н.д.	н.д.							
ЮЗС-101	06.05.2019	2039-2044	Основной ГРП					-			26	21,8	16
		2046-2058											
		50	44	230	н.д.	н.д.							
ЮЗС-103	09.09.2019	2185-2188	Основной ГРП					-			12,6	12,5	0,9
		2197-2200											
		2202-2206											
		30	26	218.2	н.д.	н.д.							

### 3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Объект	Горизонт	Кол-во скважин	Количество представительных образцов	Средние значения проницаемости, мД	$V_n^2$
I объект	Ю-III	2	12	1,330	0,780
II объект	Ю-IV	1	11	0,352	0,675
III объект	Ю-V	3	41	0,200	0,516
IV объект	Ю-VI	1	13	3,632	0,696
V объект	Ю-VII	1	7	0,541	0,735

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

Параметры	I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект
	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII
Соотношение подвижностей ( $m_*$ )	0,771	0,881	0,354	0,109	0,060
Различие физических свойств ( $m_0$ )	1,587	1,667	1,493	1,718	1,432
Послойная неоднородность ( $V_1^2$ )	0,780	0,675	0,516	0,696	0,735
Зональная неоднородность ( $V_{зон}^2$ )	0,600	0,895	0,551	0,512	0,512
Расчетная послойная неоднородность ( $V_2$ )	1,692	1,837	1,175	1,318	1,352
Доля отбора подвиж. запасов за безводный период ( $K_{зн}$ )	0,120	0,112	0,163	0,148	0,145
Конечная доля отбора подвижных запасов ( $K_{зк}$ )	0,728	0,710	0,804	0,782	0,776
Доля неколлектора ( $w$ ), доли ед.	0,840	0,870	0,452	0,231	0,427
Размер неоднородности ( $d$ ), м	300	300	300	300	300
Предельная обводненность ( $A_2$ ), доли ед.	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98

### **3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки**

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

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

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

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

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

где  $q_F(t)$  и  $Q_{FD}(t)$  связаны с весовыми отборами через параметр  $\mu_0$ , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

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

#### *Для газоконденсатной части*

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

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

$$Q_g = q_g * N_{скв} * 365 * K_z$$

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

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

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

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

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

#### **3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки**

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин. Выбор наиболее рациональной системы разработки, как отдельных залежей, так и месторождения в целом напрямую зависит от правильного выделения эксплуатационных объектов, который корректируется по мере разбуривания и получения новых достоверных данных.

При выделении эксплуатационных объектов учитывается ряд геолого-физических факторов: количество установленных залежей и характер их насыщения; положение в плане контуров газо-нефтеносности; расчлененность и гидродинамическая связанность различных частей разреза. Кроме того, на выделение объектов влияет степень изученности залежей и величины геологических запасов, содержащиеся в них.

По результатам опробования поисковых и разведочных скважин с привлечением результатов интерпретации материалов ГИС в разрезе установлены 13 продуктивных горизонтов: Ю-I, Ю-III, Ю-IVA, Ю-VA, Ю-VБ, Ю-VB, Ю-VIA, Ю-VIB, Ю-VIB, Ю-VIIГ, Ю-VIIА, Ю-VIIБ, Ю-VIIВ, к которым приурочены 51 залежь нефти и 7 залежей газа.

По типу природного резервуара все залежи пластовые сводовые, тектонически-экранированные, литологически-ограниченные. Средняя глубина залегания залежей изменяется от 1850 м до 3131 м.

Породы, слагающие продуктивный разрез, представлены песчаниками, алевролитами, гравелитами, и аргиллитами. Коллекторами являются песчаники, алевролиты и гравелиты, тип емкостного пространства – поровый, с высокими значениями пористости 11-24%. Значения проницаемости коллекторов по горизонтам невысокие и в целом сопоставимы между собой  $0,002 \text{ мкм}^2$  -  $0,005 \text{ мкм}^2$ .

Нефти месторождения легкие ( $0,8041 - 0,8520 \text{ г/см}^3$ ), высокопарафинистые (2,8-16,3 %), малосернистые (0,06 - 0,15 %), с малым содержанием асфальто-смолистых веществ (4,1 - 15,6 %), по вязкости в пластовых условиях относятся к маловязким нефтям ( $2,07 - 3,35 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ).

Как уже отмечено выше, столь детальная разбивка горизонтов/блоков на объекты в первую очередь выполнена с целью определения добывных возможностей каждой залежи отдельно, тем не менее, как показывает анализ текущего состояния пробной эксплуатации, лишь две скважины вступили в пробную эксплуатацию, остальные числятся в бездействии,

так и не выполнив свои целевые назначения. Бездействие скважин объясняется отсутствием промышленных притоков, при опробовании интервалов, перспективных по данным ГИС, при этом применение гидроразрыва пласта (ГРП) не всегда дает положительные результаты.

Промышленная разработка месторождения предполагалась согласно «Проекту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак», в рамках которого выделено пять основных эксплуатационных и два возвратных объектов:

- I объект – горизонт Ю-III (пласт 1 и 2);
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты А-1, А-2);
- III объект – горизонт Ю-V (пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2);
- IV объект – горизонт Ю-VI (пласты А-1, Б-1, Б-2, Г);
- V объект – горизонт Ю-VII (пласты А-1, А-2, Б-1);
- I возвр. объект – горизонт Ю-I.
- II возвр. объект – горизонт Ю- II.

Утвержденный вариант разработки предусматривал разработку с бурением 10 добывающих скважин и внедрение системы поддержания пластового давления путем закачки воды в нагнетательные скважины на I объекте. По имеющемуся представлению о геологическом строении, результатам пробной эксплуатации, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагалось реализовать приконтурное заводнение. Также были запланированы мероприятия по ввод скважин в эксплуатацию из разведочного фонда в количестве 10 ед., из бездействия – 4 ед., из освоения – 2 ед.

В рамках данного отчета, при выделении эксплуатационных объектов были рассмотрены залежи Ю-I, Ю-III-1, Ю-III-2, Ю-IVA-1, Ю-IVA-2, Ю-VA, Ю-VБ-1, Ю-VБ-2, Ю-VБ-3, Ю-VБ-1, Ю-VБ-2, Ю-VIA-1, Ю-VIB-1, Ю-VIB-2, Ю-VIIГ, Ю-VIIА-1, Ю-VIIА-2, Ю-VIIB-1, запасы или часть запасов нефти у которых оценены по категории  $C_1$ . Залежи горизонтов Ю-II, Ю-VБ-4, Ю-VБ-3, Ю-VIA-2, Ю-VIB-3, Ю-VIIB-2, Ю-VIIB-3, Ю-VIIB-4, Ю-VIIB-1, Ю-VIIB-2, запасы нефти которых отнесены к категории  $C_2$  в данной работе как эксплуатационные объекты не рассматривались.

Основываясь на нынешнем знании геологии и анализе текущего состояния пробной эксплуатации, в качестве основных факторов, рассматриваемыми в качестве критериев объединения залежей в один эксплуатационный объект явились такие, как срок совместной промышленной разработки, схожесть типа залежей, величины запасов нефти, характер насыщения, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия



залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

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

- I объект – горизонт Ю-III (пласт 1 и 2);
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты А-1, А-2);
- III объект – горизонт Ю-V (пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2);
- IV объект – горизонт Ю-VI (пласты А-1, Б-1, Б-2, Г);
- V объект – горизонт Ю-VII (пласты А-1, А-2, Б-1);
- Возвр. объект – горизонт Ю-I.
- Возвр. объект – горизонт Ю- II.

В рамках второго варианта разработки дополнительно предусмотрена разработка газоконденсатной части месторождения, в связи с чем горизонты с промышленными запасы газа и конденсата выделены в единый объект разработки:

- VI объект – горизонты Ю-V (пласт В-1), Ю-VI (пласты А-1, Б-1, В-1) Ю-VII (пласты Б-1, Б-2, В-1, В-2);

На рисунке 3.4.1 приведено распределение геологических запасов нефти ( $C_1$ ) по подсчетным объектам месторождения. Как видно из рисунка, основным по запасам эксплуатационным объектом является I объект, на который приходится 30 % геологических запасов месторождения. На рисунке 3.4.2 приведено распределение геологических запасов нефти ( $C_1/C_2$ ) по месторождению. С целью уточнения геологического строения и оценки продуктивности горизонтов, запасы которых оценены по категории  $C_2$ , рекомендуется провести опробование в ранее пробуренных скважинах и пробурить разведочные скважины.

На рисунках 3.4.3-3.4.4 представлено распределение геологических запасов свободного газа и конденсата по категории  $C_1$ . Как видно по распределению, основные запасы сосредоточены на горизонтах Ю-VI-A1 и Ю-VI-B1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.1.

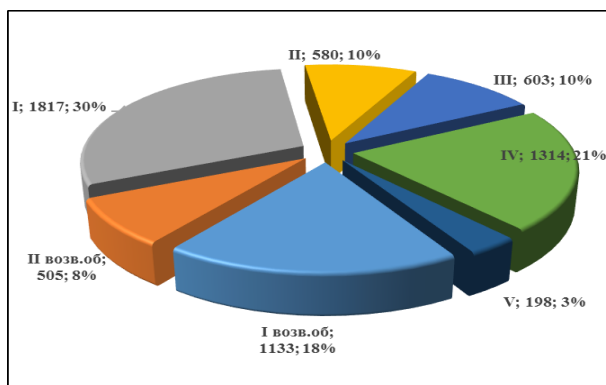


Рис. 3.4.1. Распределение геологических запасов нефти (кат. C<sub>1</sub>) по подсчетным объектам месторождения

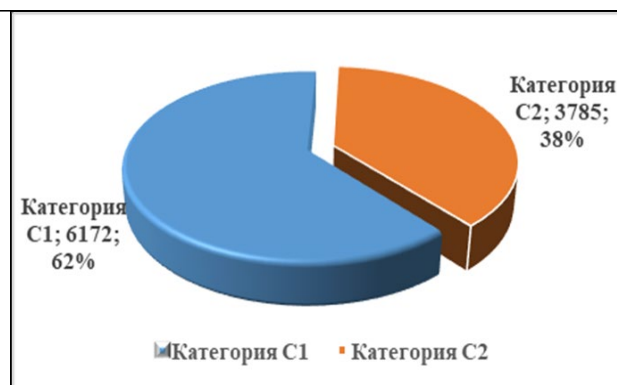


Рис. 3.4.2. Распределение геологических запасов нефти по категориям по месторождению

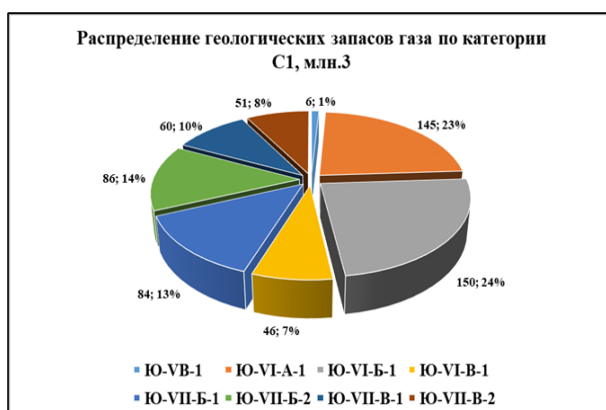


Рис. 3.4.3. Распределение геологических запасов газа по категории C<sub>1</sub>



Рис. 3.4.4. Распределение геологических запасов конденсата по категории C<sub>1</sub>

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак

Наименование	Ед. измерения	Объекты разработки									
		В рамках 1 и 3 вариантов							В рамках 2 варианта		
		Возв объект	Возв объект	Юобъект	Побъект	Шобъект	IV объект	Вобъект	VI объект		
		Ю-I	Ю-II	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII
Средняя глубина залегания.	м	1800	1910	2018	2167	2672	2757	2804	2672	2757	2804
Тип залежи	-	пластовые тектонически-экранированные, литологически-ограниченные									
Тип коллектора	-	терригенный									
Площадь нефтеносности С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> .	тыс.м <sup>2</sup>	2538/381	1944/-	7538/2594	1181/919	563/3219	1562,6/5793.9	169/1575,1	-	-	-
Площадь газоносности С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> .	тыс.м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	406	3722,6	2019,6
Средняя общая толщина коллектора.	м	25,02	33,4	8,26	4,65	18,40	28,51	44	18,40	28,51	44
Средневзвешенная газонас. толщина.	м	-	-	-	-	-	-	-	18,6	12,5	10,1
Средневзвешенная нефтенас. толщина.	м	7,8	7,4	12,84	4,65	9,50	13,3	7,36	-	-	-
Пористость. (газ/нефть)	д.ед.	/0,19	/0,16	/0,13	/0,14	/0,13	/0,12	/0,13	0,12/-	0,12/-	0,14/-
Средняя насыщенность нефтью	д.ед.	0,41	0,43	0,47	0,75	0,81/0,66	0,57/0,77	0,75/0,73	-	-	-
Средняя насыщенность газом.	д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	0,81	0,57	0,75
Проницаемость (по керну/по ГДИ)	мкм <sup>2</sup>	0,0098/0,258	-	0,00134/0,525	-/0,103	/0,337	0,0045/0,132	/0,0,17	/0,337	0,0045/0,132	/0,0,17
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,45	0,21	0,26	0,15	0,20	0,22	0,24	0,20	0,22	0,24
Коэффициент расчлененности	д.ед.	3,46	3,4	3,36	1,04	7	9,5	7,41	7	9,5	7,41
Пластовая температура	°С	64,6	64,6*	74,7	82,35	92,61	89,80	90-116	92,61	89,80	90-116
Пластовое давление	МПа	16,9	17,1	17,86	22,95	14,62	32,9	32,9-33,9	-	25,84	24
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	-	-	1,32	2,71	1,07	0,33	0.17-0.33	-	-	-
Плотность нефти в пластовых усл.	г/см <sup>3</sup>	0,785	0,785*	0,732	0,767	0,686	0,530	0,530-0,531	-	-	-
Плотность нефти в поверхностных усл.	г/см <sup>3</sup>	0,8217	0,8209	0,83	0,827	0,83	0,812	0,805-0,830	-	-	-
Объемный коэффициент	д.ед.	1,31	1,31*	1,235	1,215	1,374	2,263	2,168-2,263	-	-	-
Содержание серы в нефти.	%	0,14	0,148	0,166	0,14	0,135	0,07	0,06-0,11	-	-	-
Содержание парафина в нефти.	%	10,7	12,06	12,56	14,17	18,84	7,52	4,9-14,1	-	-	-
Давление насыщения нефти газом	МПа	4,5	4,5*	8,7	7,00	13	30,70	32,9-8,265	-	-	-
Газосодержание нефти.	м <sup>3</sup> /т	78,6*	78,6*	78,60	74,80	127,5	535,47	508,9/84,86	-	-	-
Содержание конденсата	г/м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	324,76	350,56
Давление конденсации	МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	25,77	23
Относительная плотность газа по воздуху	д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
Геологические запасы нефти по категориям С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	тыс.т	1133/142	505/-	1817/369	580/111	603/573	1314/2206	220/384	-	-	-
Коэффициент извлечения нефти по категориям С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	д.ед.	0,090/0,063	0,172/-	0,214/0,141	0,198/0,162	0,214/0,140	0,191/0,143	0,218/0,146	-	-	-
Извлекаемые запасы нефти по категориям С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	тыс.т	102/9	87/-	389/52	115/18	129/80	251/315	48/56	-	-	-
Начальные геологические запасы пластов газа: в том числе: по категории категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	млн.м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	6/ 14	358/ 158	312/ 246
Начальные геологические запасы сухого газа: в том числе: по категории категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	млн.м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	6/ 13	340/ 150	281/ 218
Коэффициент извлечения газа	д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	0,800	0,800	0,800
Начальные извлекаемые запасы сухого газа: в том числе: по категории категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	млн.м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	5/ 10	272/ 120	225/ 174
Начальные геологические запасы конденсата: в том числе: по категории категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	тыс.т	-	-	-	-	-	-	-	-/-	51/ 51	52/ 45
Коэффициент извлечения конденсата.	д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Начальные извлекаемые запасы конденсата: в том числе: по категории категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	тыс.т	-	-	-	-	-	-	-	-/-	-/-	-/-

\*- пробы нефти взяты по аналогии

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

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

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

где:

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

экономическим соображениям, м;

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

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

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

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

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

$b_n$  - объемный коэффициент нефти, доли ед.

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

Сроки выработки извлекаемых запасов нефти устанавливаются динамикой технологических показателей, определяемых по методике «ТатНИПИнефть» для вариантов разработки месторождения. В проектах и уточненных проектах разработки и, как исключение, в технологических схемах обосновывается количество скважин-дублеров. Эти скважины предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин.

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

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

Объект	$h_{н.мин}$ , м	$\mu_n$ , мПа·с
I объект	2,7	2,33
II объект	1,9	2,66
III объект	2,8	1,07
IV объект	4,5	0,33
V объект	3,5	0,18

### 3.4.3 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения. Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил...», «Методических указаний по составлению проектов...», результатов пробной эксплуатации месторождения, а также геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, выявленных в результате разведочного и эксплуатационного бурения. При выборе и обосновании расчетных вариантов разработки месторождения учитывались следующие особенности месторождения:

- ✓ геологическое строение;
- ✓ коллекторские свойства;
- ✓ физико-химическая характеристика пластовых флюидов;
- ✓ геолого-гидродинамическая характеристика и режим разработки эксплуатационных объектов;
- ✓ фактические данные ГДИС и текущее состояние месторождения.

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

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

Поэтому, в качестве **базового** варианта в настоящей работе выбран вариант разработки, который предусматривает бурение 9 добывающих скважин и внедрение системы поддержания пластового давления путем закачки воды в нагнетательные скважины на I объекте. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать приконтурное заводнение.

**II вариант** разработки основан на 1 варианте и дополнительно предусматривает разработку газоконденсатной части месторождения. В целом по газоконденсатной части предусмотрен ввод 4 ранее пробуренных скважин и бурение 4 газодобывающих скважин. Разработка газоконденсатной части месторождения предусмотрена с 2035 года. Бурение газодобывающих скважин, предусматривается в период с 2036-2039гг.

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

Для определения проектных дебитов нефти новых скважин использовались фактические данные по последним пробуренным новым эксплуатационным и разведочным скважинам в период пробной эксплуатации. Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения, а также результатов испытания на приемистость. Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть насколько это технически возможно высоким, что на 10% ниже давления гидроразрыва пласта.

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

$$P_{грп} = P_z + \sigma_z,$$

где  $P_{грп}$  – забойное давление разрыва пласта;

$P_z$  – горное давление, равное  $P_z = 0,01 \cdot H \cdot \gamma$

где  $H$  – глубина забоя, м

$\gamma$  – средняя плотность вышележащих пород, равная 2,2-2,6 г/см<sup>3</sup>

$\sigma_r$  (обычно 1,5-3,0 МПа) – прочность горных пород на разрыв, МПа.

Давление нагнетания на устье скважины вычисляется по формуле:

$$P_y = P_z + \sigma_r + P_{тр} - P_{пл}$$

где  $P_y$  – устьевое давление, МПа,

$P_{тр}$  – потери давления на трение, МПа,

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа.

В период пробной эксплуатации на месторождении в целях интенсификации притока при опробовании всего проведено 35 скважинно-операций по гидроразрыву

пласта (ГРП). Во время выполнения ГТМ давление гидроразрыва пласта в зависимости от глубины залегания изменяется от 32 МПа до 49 МПа. Как правило, забойное давление добывающих скважин целесообразно держать на уровне давления насыщения нефти газом, или немного выше давления насыщения, на уровне 0,5-0,6 МПа.

Согласно п.126 ЕПРКИН, в период пробной эксплуатации месторождения с целью определения оптимальных режимов работ скважин и критического значения забойных давлений, ниже которого начинается разгазирование нефти и увеличение обводненности, необходимости провести режимные исследования (МУО). На данном месторождении режимные исследования (МУО) не проводились по причине того, что при опробовании практически во всех скважинах в связи с низкой проницаемостью пластов-коллекторов проводился гидроразрыв пласта (ГРП), после которого вызов притока осуществлялся сваби́рованием, в дальнейшем, в процессе эксплуатации добыча осложнялась выпадением АСПО, так как нефть характеризуется как парафинистая (до 18%) с высоким содержанием смол-селикогелевых (до 15%).

Как приведено в таблице исходных геолого-физических характеристик продуктивных горизонтов, нефть практически всех горизонтов, за исключением горизонта Ю-V, характеризуется низким давлением насыщения нефти газом. К тому же, как показывают результаты опробования и пробной эксплуатации, даже при снижении забойного давления ниже давления насыщения (особенно на горизонте Ю-V) роста ГФ не наблюдается. Стоит отметить, что в соседнем месторождении Караколь, которое также находится на стадии вступления в промышленную разработку, при проведении режимных исследований, при снижении  $R_{заб}$  ниже  $R_{нас}$  до 12% роста газового фактора относительно газосодержания не наблюдается. Исходя из выше приведенных обстоятельств можно предположить, что даже снижение  $R_{заб}$  ниже  $R_{нас}$  до 15% никаких отрицательных последствий за собой не повлекут.

Разбуривание месторождения в I-II вариантах проектируется осуществить вертикальными скважинами, в III варианте – наклонно-направленными. Проектная глубина скважин на объектах составит 1850-3200 м. Ввод скважин по годам предусматривает работу одного бурового станка. Порядок ввода скважин из бурения согласован с Недропользователем. Порядок ввода скважин по объектам приведен в таблицах 3.4.3-3.4.4.

В первую очередь рекомендуется бурение скважин, находящихся в зоне с предполагаемыми максимальными нефтяными толщами. Таким образом, с учетом описанных выше технических решений было рассмотрено три варианта разработки, по

которым определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические и экономические показатели.

**Вариант I** предполагает разработку на режиме истощения пластовой энергии.

Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из бездействия 19 скважин. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание добывающих скважин ЮЗС-3, ЮЗС-15, ЮЗС-33, после полной выработки удельных запасов. Вариантом предусмотрено ввод из бурения 9 добывающих скважин. Бурение будет осуществляться в период 2025-2029гг.

**Вариант II** создан на базе 1 варианта и дополнительно предусматривает разработку газоконденсатной части с 2035г. В целом предусмотрено ввод 3 скважин (ЮЗС-6, ЮЗС-11, ЮЗС-65) из наблюдательного фонда и 1 скважины (ЮЗС-1) из консервации. В период 2036-2039гг предусмотрен ввод из бурения 4 газодобывающих скважин.

**Вариант III** создан согласно рекомендациям ЕРПКИН и предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арысское. Сроки и количество скважин, вводимых из бурения аналогичны со первым вариантом. Схемы расположения фактических и проектных скважин представлены в графических приложениях.

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



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

Таблица 3.4.3 – График мероприятий по вводу переходящих скважин в эксплуатацию по объектам по I-II-III вариантам (нефтяная часть)																				
Объект	Горизонт	№№ скважин																		
		скважины эксплуатационного фонда																		
		2	3	6	4	8	9	10	101	102	12	14	15	30	31	32	33	34	60	103
I возв	Ю-I								2051									2042	2047	
II возв	Ю-II	2049								2041					2048					
I	Ю-3-1	2038							2039		2044			2027	2023				2034	2036
	Ю-3-2		2045						2042					2025		2027	2023	2023		
II	Ю-4-A-1				2025					2025					2031				2025	
	Ю-4-A-2								2026					2039						2026
III	Ю-5-A						2025													
	Ю-5-B-1				2049		2028													
	Ю-5-B-2				2049			2025												
	Ю-5-B-3												2048							
	Ю-5-B-4																2026			
	Ю-5-B-1		2039									2026								
	Ю-5-B-2										2027									
	Ю-5-B-3										2023									
IV	Ю-6-A-1		2025	2030										2055						
	Ю-6-A-2												2027							
	Ю-6-B-1		2023										2026							
	Ю-6-B-2		2026	2023									2024							
	Ю-6-Г	2026																		
V	Ю-7-A-1					2024									2040					
	Ю-7-B-1				2037															
	Ю-7-B-2				2036															

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

Объект	Горизонт	№№ проектных скважин								
		ЮЗС-104	ЮЗС-105	ЮЗС-106	ЮЗС-107	ЮЗС-108	ЮЗС-109	ЮЗС-110	ЮЗС-111	ЮЗС-112
возв	Ю-I									
возв	Ю-II							2039		
I	Ю-3-1		2045					2029	2038	
	Ю-3-2	2043	2044	2039	2028	2043	2049			2042
II	Ю-4-A-1	2036								
	Ю-4-A-2		2036							
III	Ю-5-A									
	Ю-5-B-1									
	Ю-5-B-2	2025								
	Ю-5-B-3									
	Ю-5-B-4									
	Ю-5-B-1			2027			2043			
	Ю-5-B-2								2029	
	Ю-5-B-3								2029	
IV	Ю-6-A-1		2029			2028	2032			
	Ю-6-A-2									
	Ю-6-B-1					2026	2028			2029
	Ю-6-B-2					2026	2028			2029
	Ю-6-Г									

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

Объект	Горизонт	№№ скважин / текущее состояние			
		Эксплуатационный фонд			В консервации
		5	11	65	1
VI	Ю-VB-1				2035
	Ю-VIA-1				
	Ю-VIB-1	2035			
	Ю-VIB-1		2035		
	Ю-VIIB-1			2035	
	Ю-VIIB-2				
	Ю-VIIB-1				
	Ю-VIIB-2				

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

Объект	Горизонт	№№ проектных скважин			
		Г-1	Г-2	Г-3	Г-4
VI	Ю-VB-1				
	Ю-VIA-1	2039	2037		
	Ю-VIB-1				
	Ю-VIB-1				
	Ю-VIIB-1				
	Ю-VIIB-2	2039	2037		
	Ю-VIIB-1			2038	
	Ю-VIIB-2			2038	2036

***Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам***

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

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

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

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

Таблица 3.4.7- Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки

Характеристики	I возв объект (Ю-I)	II возв объект (Ю-II)	I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект
	Варианты						
	I-II-III	I-II-III	I-II-III	I-II-III	I-II-III	I-II-III	I-II-III
Геологические запасы нефти C <sub>1</sub> , тыс.т.	1133	504	1817	580	603	1314	220
Режим разработки	водонапорный						
в том числе:	Естественный		ППД	Естественный			
Система заводнения	-	-	Приконтурная	-	-	-	-
Плотность сетки, га/скв	26,3	11,7	65,5	31,2	27,8	19,1	25,3
Расстояние между скважинами, м	-	-	500х500	500х500	500х500	500х500	500х500
Соотношение скважин, доб./наг.	-	-	5,5:1	-	-	-	-
Режим работы скважин:							
добывающих	Максимальное снижение динамического уровня						
нагнетательных			Рзаб=0,9*Ргрп	-	-	-	-
Коэффициент использования скважин, д. ед.							
добывающих	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	-	1	-	-	-	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.							
добывающих	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95	-	-	-	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	3/0	4/0	21/3	9/0	13/0	12/0	3/0
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	-	2	-	3	4	-
Перевод доб. скважин с другого объекта, ед.	3	4	13	7	5	2	
Перевод с другого фонда (с консервации и т.д.). ед	-	-	-	-	-	-	
Перевод скважин под нагнетание, ед.	-	-	3	-	-	-	-
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	-	100	-	-	-	-
Принятый коэффициент компенсации отбора, накопл, %	-	-	50	-	-	-	-
Удельные начальные геологические запасы на 1 скв., тыс.т	377,7	126,0	86,5	64,4	46,4	109,5	55,0
Способ эксплуатации добывающих скважин	механизированный						

Таблица 3.4.8 – Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам

№ № п/п	Характеристики	Возв об (Ю-I)	Возв об (Ю-II)	I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект
1	Плотность сетки скважин, га/скв			49,1	28,1	30,1	22,9	33,8
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту			5,5:1				
3	Коэффициент компенсации отборов, %			85				
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	1,4 МПа	1,4 МПа	0,9 МПа	0,7 МПа	0,4 МПа	0,3 МПа	0,4 МПа
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	0,9 МПа	0,9 МПа	2,1 МПа	1,7 МПа	1,5 МПа	1,3 МПа	1,4 МПа
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м <sup>3</sup> /т	н/о	н/о	н/о	70 м <sup>3</sup> /т	н/о	н/о	402 м <sup>3</sup> /т
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т	+/- 10% от годовых показателей добычи из таблицы, приведенной в разделе 4.1						
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м <sup>3</sup>	+/- 10% от годовых показателей закачки из таблицы, приведенной в разделе 4.1						
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблицы, приведенной в разделе 4.1						

### 3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

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

Гидродинамические расчеты по определению динамики добычи нефти и жидкости, движения фонда скважин проведены по методике ТатНИПИнефть.

Текущие годовые уровни нефти и жидкости рассчитаны по формулам:

$$q_o^{(t)} = \frac{q_o^{(t)}}{Q_o^{(t)} + 0,5q_o^{(t)}} x [Q_o^{(t)} - q^{(t-1)}] \quad \text{и}$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_o^{(t)}}{Q_{F_o}^{(t)} + 0,5q_o^{(t)}} x [Q_{F_o}^{(t)} - q_F^{(t-1)}] \quad \text{где:}$$

$q_o^{(t)}$  – текущий амплитудный дебит на середину  $t$ -го года, т/год;

$Q_o^{(t)}$  – введенные в разработку к середине  $t$ -го года начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т;

$q^{(t-1)}$  – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

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

$q_F^{(t)}$  – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Величина амплитудного дебита (максимально возможный дебит залежи при одновременном разбуривании и вводе проектных скважин) рассчитывалась по формуле:

$$q_o^{(t)} = \xi \cdot \tau \cdot \eta_{и\text{ ср}} \cdot n_o \cdot \Delta P \varphi \cdot (1-\varepsilon) \cdot 10^{-6} \quad \text{где:}$$

$\xi$  – коэффициент надежности, определяется через квадрат коэффициента вариации, характеризующий неоднородность по продуктивности.

$\tau$  – среднее число дней работы скважины в году

$\eta_{и\text{ ср}}$  – число исследованных скважин на момент проектирования

$n_o$  – общее число скважин по проектной сетке

$\Delta P$  – перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин

$\varphi$  – функция относительной производительности скважины

$\varepsilon$  – доля уменьшения дебита скважин вследствие неоднородности продуктивных пластов.

Для объектов, которые будут разрабатываться на естественном режиме истощения использованы статистические методы.

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

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

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

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

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

где,  $k$  – проницаемость, мД;

$h$  – мощность интервала перфорации, м;

$R_k$  – радиус контура, м;

$r_c$  – радиус скважины, м;

$S$  – скин-фактор, доли ед.;

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

#### ***Для газоконденсатной части***

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

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



$$Q_{\Gamma} = q_{\Gamma} * N_{\text{скв}} * 365 * K_{\Sigma}$$

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

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

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

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

### ***3.4.5 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт***

Разработка месторождения Юго-западный Сарыбулак будет осуществляться с использованием системы ППД путем закачки воды.

Для закачки будет использована попутно добываемая сточная вода и альб-сеноманская вода из водозаборных скважин.

Физико-химический и ионный состав воды пластовой воды приведены в разделе 2.3. Для выполнения предъявляемых требований, используемые воды должны пройти соответствующую подготовку перед закачкой в пласт.

### ***3.4.6 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин***

#### ***Обоснование охвата процессом вытеснения***

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

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

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

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

геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной  $\left( \frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)$ , установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

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

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

где  $A_2$  – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

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

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

пластовых условиях.

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

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

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

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

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

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

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

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

$k_2$  – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах

керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям.

В связи с тем, что на месторождении Юго-западный Сарыбулак специального анализа керна по определению коэффициента вытеснения не проводилось, значение данного коэффициента принят по аналогии с соседним месторождением Арыское, где для юрских горизонтов значения Квыт по лабораторным исследованиям составил 0,51 д.ед.

**Таблица 3.4.9 - Результаты спец.анализ керна**

№№ скв	Обр.	Газо-проницаемость, мД	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность, %	Эффект. проницаем, мД	Остаточная нефтенасыщенность, %	Относит. водопрониц-ть, мД	Квыт, %
40	1-010	210	24,7	37,2	61	29,2	0,258	53,3
	1-036	85	14,3	44,9	27,3	27,3	0,203	50,4
СП-4	1-005	368	21,5	29,2	252	48,6	0,383	31,3
	3-001	311	16,2	46,1	274	16,8	0,329	68,9

#### *Количества резервных скважин*

Прогнозирование разработки на данный момент выполнено по результатам обобщения всей геологической информации о геолого-физических параметрах эксплуатационных объектов и пластовых флюидов. Но учитывая сложное геологическое строение структуры месторождения и большую неоднородность продуктивных горизонтов для компенсации вероятных просчетов расстановки скважин на площади рекомендуется предусмотреть резервный фонд скважин в количестве 10% от проектного.

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

В настоящем разделе описаны предполагаемые капитальные вложения по 3-м вариантам разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак.

**Вариант 1 (рекомендуемый).** Данный вариант предусматривает продолжение реализации концепции разработки ПР-2019г. Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из бездействия эксплуатационного фонда скважин. Также предусматривается бурение 9 добывающих скважин и внедрение системы поддержания пластового давления путем закачки воды в нагнетательные скважины на I объекте, путем перевода под нагнетание 3 скважин, после выработки удельных запасов. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 47 лет (2023-2069гг.).

**Вариант 2.** Данный вариант основан на 1 варианте и дополнительно предусматривает разработку газоконденсатной части месторождения. Всего по газоконденсатной части предусматривает ввод 1 скважины из консервации, 3 скважин из наблюдательного фонда и бурение 4 газодобывающих скважин. Все мероприятия по разработке нефтяной части месторождения аналогичны 1 варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составит 46 лет (2023-2068гг.).

**Вариант 3** предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением 9 наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арысское. Остальные мероприятия по вводу скважин в эксплуатацию аналогичны с первым вариантом. Рентабельный срок разработки месторождения составляет 46 лет (2023-2068гг.).

Расчет капитальных вложений по вариантам разработки включает в себя:

- бурение вертикальных нефтедобывающих скважин;
- бурение наклонно-направленных нефтедобывающих скважин;
- бурение газодобывающих скважин;
- обустройство скважин;
- ввод скважин из наблюдательного фонда;
- перевод скважин с других объектов;
- перевод скважин под закачку;
- ввод скважин из консервации;
- КРС скважин;

- устьевая арматура;
- СМР на площадке УПГ, технологическая обвязка оборудования;
- газовый конденсатный коллектор от м/р ЮЗС до м/р Караколь-10км.;
- выкидные линии, ЛЭП, установка модульных газопоршневых установок на ГПУ;

Согласно требованиям, действующим в данное время в нефтегазовой отрасли Республики Казахстан, расходы на бурение добывающих скважин определялись путем суммирования затрат на суточную проходку, количеством суток бурения, и затрат на заканчивание скважин, с учетом прироста эффективности и расходы на коэффициент суточного использования буровой установки. Стоимость бурения вертикальной скважины глубиной 3000 метров составляет 383,59 тыс.\$/скважина. Бурение наклонно направленных скважин – 604,75 тыс.\$/скважина. Обустройство и освоение скважины – 21,43 тыс.\$/скважина. Перевод скважин под закачку -6,48 тыс.\$/скважина. Перевод скважин с других объектов- 9,72 тыс.\$/скважина. Ввод скважин из наблюдательного фонда – 7,34 тыс.\$/скважина. КРС – 9,58 тыс.\$/скважина. Перевод скважин из консервации- 7,34 тыс.\$/скважина.

Устьевая арматура- 64,79 тыс.\$/скважина. СМР на площадке УПГ, технологическая обвязка оборудования – 3 364 тыс.\$.. Газовый конденсатный коллектор от м/р ЮЗС до м/р Караколь- 10км. -879 тыс.\$.. Выкидные линии, ЛЭП, установка модульных газопоршневых установок на ГПУ – 6 924 тыс.\$.. Дополнительное обустройство скважин – 115,55 тыс.\$.

#### Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты определены по элементам затрат.

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

Эксплуатационные затраты были разделены на группы:

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

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

К затратам, включаемым в себестоимость продукции, относятся:

- определение пластового давления;
- определение забойного давления;
- кривая восстановления давления (КВД);
- метод установившихся отборов (МУО);
- отбор проб нефти в пластовых условиях;
- отбор проб газа в пластовых условиях;
- удаление парафиноотложения;
- определение профиля приемистости;
- затраты на подготовку газа;
- затраты по добыче газа (переменные);
- затраты по добыче газа (постоянные);
- затраты на поддержание закачки воды;
- затраты на химреагенты;
- затраты на текущий ремонт добывающих скважин;
- затраты на текущий ремонт нагнетательных скважин;
- внутри промысловая транспортировка нефти;
- затраты на ремонт оборудования;
- постоянные расходы;
- страхование сотрудников ППП;
- ФОТ ППП;

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

- ФОТ АУП;
- общеадминистративные расходы;
- страхование сотрудников АУП;

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

**Таблица 3.5.1 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат**

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
<b>ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ:</b>			
1	определение пластового давления	тыс.\$/скважина	0,45
2	определение забойного давления	тыс.\$/скважина	0,45
3	кривая восстановления давления (КВД)	тыс.\$/скважина	2,30
4	метод установившихся отборов (МУО)	тыс.\$/скважина	4,35
5	отбор проб нефти в пластовых условиях	тыс.\$/скважина	8,74
6	отбор проб газа в пластовых условиях	тыс.\$/скважина	8,74
7	удаление парафиноотложения	тыс.\$/скважина	0,27
8	определение профиля приемистости	тыс.\$/скважина	3,55
9	затраты на подготовку газа	\$/тыс.м3	32,39
10	затраты по добыче газа (переменные)	\$/тыс.м3	22,30
11	затраты по добыче газа (постоянные)	тыс.\$/год	67,23
12	затраты на поддержание закачки воды	\$/тонны воды	0,63
13	затраты на химреагенты		
13.1	стоимость ингибитор коррозии, тыс. долл.	\$/тонна реагента	1 511.88
13.2	расход ингибитор коррозии для подготовки нефти	гр/тонна жидкости	200
13.3	стоимость деэмульгатора-диссолван	\$/тонна реагента	2 159.83
13.4	расход деэмульгатор-диссолван для подготовки нефти	гр/тонна жидкости	150
14	затраты на текущий ремонт добывающих скважин;	тыс.\$/скважина	3,86
15	затраты на текущий ремонт нагнетательных скважин;	тыс.\$/скважина	3,78
16	затраты на ремонт оборудования	тыс.\$/год	16,41
17	внутри промысловая транспортировка нефти	\$/тонны нефти	0,27
18	постоянные расходы	тыс.\$/год	24,0
19	страхование сотрудников ППП	тыс.\$/работник	0,08
20	ФОТ ППП		
20.1	среднегодовая заработная плата сотрудника ППП	тыс.\$/год/сотрудник	5,39
20.2	количество сотрудников ППП	человек	8
20.3	показатель потребности сотрудников ППП	человек/скважина	0,42
<b>РАСХОДЫ ПЕРИОДА:</b>			
1.	ФОТ АУП		
1.1.	среднегодовая заработная плата сотрудника АУП	тыс.\$ /год/сотрудник	7,38
1.2.	количество сотрудников АУП	человек	3
1.3.	показатель потребности сотрудников АУП	человек/скважина	0,15
2.	общедминистративные расходы	тыс.\$/год	17,04
3.	страхование сотрудников АУП	тыс.\$/работник	0,08
4	количество баррелей в тонне на экспорт	bbl/тонна	7,20
5	удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	65
6	удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	35
7	удельный вес продажи газа на внутренний рынок	%	100
8	удельный вес продажи конденсата на внутренний рынок	%	100
9	технологические потери нефть	%	0,75
10	использование нефти на собственные нужды	%	1
11	технологические потери газа при добыче	%	0,75
12	технологические потери нефть при подготовке	%	8
13	инфляция цены на продукцию, капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2

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

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1.	Затраты на обучение казахстанских специалистов	% от затрат на добычу по итогам предыдущего года	1
2	Ликвидационные отчисления по годам	удельный норматив в таблице 13.4.1	\$/тонна
3	Социально-экономическое развитие региона.	% от инвестиций по итогам предыдущего года	1
4	НИОКР	% от затрат на добычу по итогам предыдущего года	1
5	Корпоративный подоходный налог	%	20
6	Налог на сверхприбыль	%	по шкале
7	Таможенная пошлина	\$/тонна	по шкале
8	Цена реализации нефти на внешнем рынке	\$/тонна	699,52
9	Цена реализации нефти на внутреннем рынке	\$/тонна	226,43
10	Цена реализации газа на внутреннем рынке	\$/тыс.м3	104,81
11	Цена реализации конденсата на внутреннем рынке	\$/тонна	226,43
12	Цена транспорта нефти на внешнем рынке	\$/тонна	25,74
13	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке	\$/тонна	6,95
14	Цена транспорта конденсата на внутреннем рынке	\$/тонна	6,95
15	Год начала инфляции	год	2023
16	Курс доллара США	тенге/доллар	463

**Амортизация**

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

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

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

Амортизационные отчисления, относимые на себестоимость продукции рассчитывались производственным методом.

**Таблица 3.5.3 - Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам**

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



Налоги и платежи

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

К обязательным налоговым платежам, которые платит недропользователь, относятся:

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

**Таблица 3.5.4- Ставки налога на добычу**

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

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

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

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

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

**Таблица 3.5.5 - Ставки рентного налога на экспорт**

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1	2	3
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1	2	3
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

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

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

**Таблица 3.5.6 - Шкала экспортной таможенной пошлины**

№ п/п	Мировая цена	\$/тонна
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

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

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

**Таблица 3.5.7 - Ставки налога на сверхприбыль**

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

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

## 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак рассмотрены 3 варианта.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом.

**Вариант 1 – Базовый.** Данный вариант предусматривает бурение 9 добывающих скважин и внедрение системы поддержания пластового давления путем закачки воды в нагнетательные скважины на I объекте. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать приконтурное заводнение.

#### I эксплуатационный объект – горизонт Ю-III.

Фонд добывающих скважин – 14 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 389,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 389,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1655,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1655,8 тыс.т.

Конечная обводненность – 93,3 %.

Рентабельный КИН – 0,214 доли ед.

#### II эксплуатационный объект – горизонт Ю-IV.

Фонд добывающих скважин – 6 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2043 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 115,6 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 115,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 564,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 564,5 тыс.т.

Конечная обводненность – 90,8 %.

Рентабельный КИН – 0,199 доли ед.

#### III эксплуатационный объект – горизонт Ю-V.

Фонд добывающих скважин – 8 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 129,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 129,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 472,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 472,5 тыс.т.

Конечная обводненность – 94,2%.

Рентабельный КИН – 0,214 доли ед.

**IV эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VI.

Фонд добывающих скважин – 8 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 251,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 251,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1230 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1230 тыс.т.

Конечная обводненность – 98,1 %.

Рентабельный КИН – 0,191 доли ед.

**V эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VII.

Фонд добывающих скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 48,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 48,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 236,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 236,6 тыс.т.

Конечная обводненность – 96,9 %.

Рентабельный КИН – 0,218 доли ед.

**Возвратный объект I** – горизонт Ю-I.

Фонд добывающих скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2042-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 102,5 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 102,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 483,4 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 483,4 тыс.т.

Конечная обводненность – 92,3 %.

Рентабельный КИН – 0,091 доли ед.

**Возвратный объект II** – горизонт Ю-II.

Фонд добывающих скважин – 4 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2039-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 87,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 87,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 510,4 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 510,4 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,3 %.

Рентабельный КИН – 0,173 доли ед.

### **Всего по месторождению**

Фонд добывающих скважин – 28 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1123,7 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 1123,7 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 5159,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 5168,4 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,8 %.

Рентабельный КИН – 0,182 доли ед.

**Вариант 2.** Данный вариант разработки основан на 1 варианте и дополнительно предусматривает разработку газоконденсатной части месторождения. В целом по газоконденсатной части предусмотрен ввод 4 ранее пробуренных скважин и бурение 4 газодобывающих скважин. Разработка газоконденсатной части месторождения предусмотрена с 2035 года. Бурение газодобывающих скважин, предусматривается в период с 2036-2039гг. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, после полной выработки удельных запасов. Остальные мероприятия по вводу скважин в эксплуатацию аналогичны с первым вариантом.

### **I эксплуатационный объект** – горизонт Ю-III.

Фонд добывающих скважин – 14 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 388,8 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 388,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1651,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1651,5 тыс.т.

Конечная обводненность – 93,5 %.

Рентабельный КИН – 0,214 доли ед.

**II эксплуатационный объект** – горизонт Ю-IV.

Фонд добывающих скважин – 6 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2046 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 116,5 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 116,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 576,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 576,0 тыс.т.

Конечная обводненность – 93,4 %.

Рентабельный КИН – 0,201 доли ед.

**III эксплуатационный объект** – горизонт Ю-V.

Фонд добывающих скважин – 8 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 128,9 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 128,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 471,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 471,1 тыс.т.

Конечная обводненность – 93,7%.

Рентабельный КИН – 0,214 доли ед.

**IV эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VI.

Фонд добывающих скважин – 8 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 250,9 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 250,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1216,7

тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1216,7 тыс.т.

Конечная обводненность – 97,8 %.

Рентабельный КИН – 0,191 доли ед.

**V эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VII.

Фонд добывающих скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 48,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 48,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 234,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 234,8 тыс.т.

Конечная обводненность – 96,7 %.

Рентабельный КИН – 0,218 доли ед.

**VI эксплуатационный объект** – горизонты Ю-V (пласт В-1), Ю-VI (пласты А-1, Б-1, В-1) Ю-VII (пласты Б-1, Б-2, В-1, В-2);

Фонд газовых скважин – 8 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2035-2068 годы.

Накопленная добыча свободного газа, проектно-рентабельный период – 507,3 млн.м<sup>3</sup>

Накопленная добыча свободного газа с начала разработки – 507,3 млн.м<sup>3</sup>

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период – 43,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 43,8 тыс.т.

Рентабельный КИГ – 0,809 доли ед.

Рентабельный КИК – 0,426 доли ед.

**Возвратный объект I** – горизонт Ю-I.

Фонд добывающих скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2042-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 102,2 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 102,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 478,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 478,5 тыс.т.

Конечная обводненность – 91,8 %.

Рентабельный КИН – 0,090 доли ед.

**Возвратный объект II** – горизонт Ю-II.

Фонд добывающих скважин – 4 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2039-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 86,8 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 86,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 502,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 502,9 тыс.т.

Конечная обводненность – 94,7 %.

Рентабельный КИН – 0,172 доли ед.

**Всего по месторождению**

Фонд добывающих скважин – 28 единиц.



Фонд нагнетательных скважин – 3 единицы.

Фонд газовых скважин – 8 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1122,3 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 1122,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 5135,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 5135,1 тыс.т.

Накопленная добыча свободного газа, проектно-рентабельный период – 507,3 млн.м<sup>3</sup>

Накопленная добыча свободного газа с начала разработки – 507,3 млн.м<sup>3</sup>

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период – 43,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 43,8 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,1 %.

Рентабельный КИН – 0,182 доли ед.

Рентабельный КИГ – 0,809 доли ед.

Рентабельный КИК – 0,426 доли ед.

**Вариант 3** – создан согласно рекомендациям ЕРПКИН и предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арысское. Остальные мероприятия по вводу скважин в эксплуатацию аналогичны с первым вариантом.

**I эксплуатационный объект** – горизонт Ю-III.

Фонд добывающих скважин – 14 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 396,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 396,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1880,7 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1880,7 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,4 %.

Рентабельный КИН – 0,218 доли ед.

**II эксплуатационный объект** – горизонт Ю-IV.

Фонд добывающих скважин – 6 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2046 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 116,5 тыс.т.  
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 116,5 тыс.т.  
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 576,0 тыс.т.  
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 576,0 тыс.т.  
Конечная обводненность – 92,8 %.  
Рентабельный КИН – 0,201 доли ед.

**III эксплуатационный объект** – горизонт Ю-V.

Фонд добывающих скважин – 8 единиц.  
Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2068 годы.  
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 131,5 тыс.т.  
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 131,5 тыс.т.  
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 486,1 тыс.т.  
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 486,1 тыс.т.  
Конечная обводненность – 93,9%.  
Рентабельный КИН – 0,218 доли ед.

**IV эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VI.

Фонд добывающих скважин – 8 единиц.  
Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2068 годы.  
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 262,2 тыс.т.  
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 262,2 тыс.т.  
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1283,6

тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1283,6 тыс.т.  
Конечная обводненность – 97,85 %.  
Рентабельный КИН – 0,200 доли ед.

**V эксплуатационный объект** – горизонт Ю-VII.

Фонд добывающих скважин – 3 единиц.  
Проектно-рентабельный период разработки – 2024-2068 годы.  
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 48,0 тыс.т.  
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 48,0 тыс.т.  
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 234,8 тыс.т.  
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 234,8 тыс.т.  
Конечная обводненность – 96,7 %.  
Рентабельный КИН – 0,218 доли ед.

**Возвратный объект I** – горизонт Ю-I.

Фонд добывающих скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2042-2068 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 102,2 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 102,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 478,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 478,5 тыс.т.

Конечная обводненность – 91,8 %.

Рентабельный КИН – 0,090 доли ед.

**Возвратный объект II** – горизонт Ю-II.

Фонд добывающих скважин – 4 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2039-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 86,8 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 86,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 502,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 502,9 тыс.т.

Конечная обводненность – 94,8 %.

Рентабельный КИН – 0,172 доли ед.

**Всего по месторождению**

Фонд добывающих скважин – 28 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 3 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2069 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1143,5 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 1143,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 5446,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 5446,2 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,39 %.

Рентабельный КИН – 0,185 доли ед.

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки приведены ниже в таблицах 4.1.1 – 4.1.16 по месторождению в целом и объектам. Показатели по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П. 4.1.17 – 4.1.48. Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях 39-43.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемищность 1 нагн скв, м <sup>3</sup> /сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	24	75,6	5	0	19	6	0	0	8,1	11,4	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	24	75,6	0	0	19	8	0	0	4,7	7,8	0,0
2025	1	1	0	0	0	1	25	78,75	0	0	20	15	0	0	4,4	8,6	0,0
2026	1	1	0	0	0	4	26	81,9	0	0	21	20	0	0	7,4	17,9	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	27	85,05	0	0	22	22	0	0	7,5	19,5	0,0
2028	2	2	0	0	0	0	29	91,35	0	0	24	24	0	0	7,4	21,1	0,0
2029	4	4	0	0	0	0	33	103,95	0	0	28	28	0	0	6,4	19,5	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	28	28	0	0	5,5	18,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	28	28	0	0	5,3	19,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	27	27	1	1	4,8	18,5	35,5
2033	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	27	27	0	1	4,1	16,5	32,8
2034	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,6	15,2	39,5
2035	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,0	13,0	35,6
2036	0	0	0	0	0	4	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,6	16,0	65,8
2037	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,0	13,8	58,9
2038	0	0	0	0	0	2	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,3	14,4	92,4
2039	0	0	0	0	0	5	33	103,95	1	0	26	26	0	1	4,0	17,3	102,9
2040	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	26	26	0	1	3,6	16,2	92,2
2041	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	26	26	0	1	3,3	14,8	83,4
2042	0	0	0	0	0	2	33	103,95	0	0	26	26	0	1	3,9	16,5	112,2
2043	0	0	0	0	0	3	33	103,95	0	0	26	26	0	1	4,0	17,4	142,3
2044	0	0	0	0	0	2	33	103,95	1	0	25	25	1	2	3,7	16,6	98,2
2045	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	25	25	0	2	3,3	15,8	95,6
2046	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	25	25	0	2	2,7	13,5	79,1
2047	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	25	25	0	2	2,7	12,6	65,9
2048	0	0	0	0	0	2	33	103,95	0	0	25	25	0	2	2,7	12,6	53,7
2049	0	0	0	0	0	3	33	103,95	1	0	24	24	1	3	3,5	17,4	49,8
2050	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	24	24	0	3	3,1	16,1	45,6
2051	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	24	24	0	3	3,2	16,5	41,9
2052	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	23	23	0	3	2,9	16,2	37,8
2053	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	23	23	0	3	2,6	15,2	34,3
2054	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	23	23	0	3	2,3	14,3	29,8
2055	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	23	23	0	3	2,3	16,4	25,9
2056	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	22	22	0	3	2,1	16,1	22,5
2057	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	22	22	0	3	1,8	15,2	18,7
2058	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	22	22	0	3	1,6	14,1	15,4
2059	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	22	22	0	3	1,4	13,0	12,7
2060	0	0	0	0	0	0	33	103,95	2	0	20	20	0	3	1,3	13,3	10,6
2061	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	20	20	0	3	1,2	12,6	9,2
2062	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	19	19	0	3	1,1	12,6	8,1
2063	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	1,0	12,0	7,2
2064	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	0,8	11,0	6,2
2065	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	0,7	9,7	5,4
2066	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	0,5	8,4	4,8
2067	0	0	0	0	0	0	33	103,95	2	0	17	17	0	3	0,4	7,7	4,1
2068	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	16	16	0	3	0,4	7,2	3,5

2069	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	15	15	0	3	0,3	6,7	3,2
------	---	---	---	---	---	---	----	--------	---	---	----	----	---	---	-----	-----	-----

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	7,0	0,63	0,63	11,5	1,03	0,002	9,9	19,2	28,79	0,0	0,0	0	0,7	1,1
2024	10,9	0,97	0,98	22,5	2,00	0,004	18,2	37,3	39,88	0,0	0,0	0	1,5	2,5
2025	21,8	1,95	1,99	44,3	3,95	0,007	42,6	79,9	48,82	0,0	0,0	0	3,0	5,5
2026	48,4	4,32	4,50	92,7	8,27	0,015	117,9	197,9	58,95	0,0	0,0	0	6,1	11,6
2027	54,5	4,86	5,30	147,1	13,13	0,024	140,8	338,7	61,33	0,0	0,0	0	6,6	18,2
2028	58,4	5,21	6,00	205,6	18,34	0,033	166,2	504,9	64,85	0,0	0,0	0	7,0	25,2
2029	58,7	5,24	6,41	264,2	23,57	0,043	179,1	683,9	67,23	0,0	0,0	0	7,0	32,2
2030	51,0	4,55	5,95	315,2	28,12	0,051	167,6	851,5	69,56	0,0	0,0	0	6,1	38,2
2031	48,6	4,33	6,03	363,8	32,46	0,059	174,9	1026,4	72,22	0,0	0,0	0	5,7	43,9
2032	42,7	3,81	5,64	406,5	36,26	0,066	164,3	1190,7	74,02	11,6	11,6	1,0	5,0	48,9
2033	36,0	3,21	5,04	442,5	39,47	0,072	146,3	1337,0	75,40	10,8	22,4	1,7	4,2	53,1
2034	32,0	2,85	4,71	474,5	42,33	0,077	134,7	1471,6	76,25	13,0	35,4	2,4	3,7	56,8
2035	26,3	2,34	4,06	500,7	44,67	0,081	115,3	1587,0	77,23	11,7	47,1	3,0	3,0	59,8
2036	31,6	2,82	5,10	532,4	47,49	0,086	141,6	1728,6	77,66	21,6	68,7	4,0	3,7	63,5
2037	26,8	2,39	4,55	559,2	49,88	0,091	122,4	1851,0	78,11	19,3	88,1	4,8	3,7	67,2
2038	29,0	2,58	5,16	588,2	52,47	0,095	127,7	1978,6	77,31	30,3	118,4	6,1	3,7	70,9
2039	34,3	3,06	6,43	622,4	55,52	0,101	147,7	2126,3	76,79	33,8	152,2	7,3	4,0	75,0
2040	30,9	2,76	6,20	653,3	58,28	0,106	138,2	2264,5	77,64	30,3	182,5	8,2	4,4	79,3
2041	28,5	2,54	6,09	681,8	60,82	0,110	126,1	2390,6	77,43	27,4	209,9	8,9	4,0	83,3
2042	33,1	2,96	7,54	714,9	63,78	0,116	141,1	2531,7	76,52	36,9	246,8	9,9	4,2	87,5
2043	34,1	3,04	8,39	749,0	66,82	0,121	148,6	2680,3	77,07	46,7	293,5	11,2	3,9	91,4
2044	30,3	2,70	8,15	779,3	69,52	0,126	136,0	2816,3	77,71	64,5	358,0	13,0	3,3	94,8
2045	27,4	2,44	8,02	806,7	71,96	0,131	129,5	2945,8	78,84	62,8	420,8	14,6	2,9	97,7
2046	22,1	1,97	7,04	828,8	73,94	0,134	110,5	3056,3	79,96	52,0	472,8	15,9	2,4	100,1
2047	22,1	1,98	7,58	851,0	75,91	0,138	103,8	3160,1	78,68	43,3	516,1	16,8	2,2	102,2
2048	22,1	1,97	8,19	873,1	77,89	0,141	103,3	3263,5	78,61	35,2	551,4	17,4	2,1	104,3
2049	27,6	2,46	11,13	900,7	80,35	0,146	136,9	3400,4	79,85	49,1	600,5	18,2	2,5	106,9
2050	24,3	2,17	11,04	925,0	82,52	0,150	127,3	3527,6	80,88	45,0	645,4	18,9	2,2	109,1
2051	24,9	2,22	12,71	949,9	84,74	0,154	130,2	3657,8	80,86	41,3	686,8	19,4	2,2	111,3
2052	22,2	1,98	12,96	972,1	86,72	0,158	122,3	3780,0	81,87	37,2	724,0	19,8	2,0	113,3
2053	19,7	1,76	13,25	991,8	88,48	0,161	115,0	3895,1	82,85	33,8	757,8	20,1	1,7	115,0
2054	17,4	1,56	13,51	1009,3	90,03	0,164	107,9	4003,0	83,82	29,4	787,2	20,4	1,5	116,5
2055	17,0	1,52	15,26	1026,3	91,55	0,166	124,0	4126,9	86,25	25,5	812,6	20,5	1,6	118,1
2056	15,0	1,34	15,83	1041,3	92,89	0,169	116,2	4243,1	87,10	22,2	834,8	20,5	1,4	119,5
2057	13,2	1,18	16,57	1054,5	94,07	0,171	109,8	4353,0	87,98	18,5	853,3	20,4	1,2	120,7
2058	11,5	1,03	17,35	1066,0	95,10	0,173	101,7	4454,7	88,66	15,2	868,5	20,4	1,1	121,7
2059	10,1	0,90	18,29	1076,1	95,99	0,174	94,2	4548,9	89,33	12,5	881,0	20,3	0,9	122,7
2060	8,8	0,78	19,52	1084,9	96,78	0,176	87,5	4636,4	89,98	10,5	891,5	20,1	0,8	123,5
2061	7,8	0,69	21,47	1092,6	97,47	0,177	82,9	4719,3	90,64	9,1	900,5	20,0	0,7	124,2
2062	6,9	0,61	24,21	1099,5	98,08	0,178	78,9	4798,1	91,29	7,9	908,5	19,9	0,6	124,8
2063	6,1	0,54	28,19	1105,6	98,62	0,179	75,1	4873,3	91,93	7,1	915,5	19,8	0,6	125,4
2064	5,1	0,46	33,31	1110,7	99,08	0,180	68,4	4941,7	92,47	6,1	921,6	19,6	0,5	125,9
2065	4,1	0,37	40,28	1114,8	99,45	0,181	60,3	5002,0	93,13	5,3	926,9	19,5	0,4	126,2
2066	3,2	0,29	52,10	1118,1	99,74	0,181	52,2	5054,2	93,86	4,7	931,6	19,5	0,3	126,6
2067	2,4	0,21	81,65	1120,5	99,95	0,182	42,9	5097,1	94,39	4,0	935,6	19,4	0,2	126,8
2068	1,9	0,17	345,53	1122,3	100,12	0,182	38,0	5135,1	95,08	3,4	939,0	19,3	0,2	127,0
2069	1,4	0,12	-105,02	1123,7	100,24	0,182	33,3	5168,4	95,81	3,2	942,2	19,3	0,1	127,1

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед.	Перевод скважин под нагнетание, ед.	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м <sup>3</sup> /сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	6	18,9	0	0	6	3	0	0	10,0	5,3	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	6	18,9	0	0	6	3	0	0	6,2	7,8	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	6	18,9	0	0	6	4	0	0	5,2	8,3	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	6	18,9	2	0	4	3	0	0	5,8	10,2	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	6	18,9	0	0	4	4	0	0	7,6	14,6	0,0
2028	1	1	0	0	0	0	7	22,05	0	0	5	5	0	0	6,7	13,8	0,0
2029	1	1	0	0	0	0	8	25,2	0	0	6	6	0	0	6,2	13,7	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	8	25,2	0	0	6	6	0	0	5,4	12,8	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	8	25,2	1	0	5	5	0	0	5,7	14,5	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	8	25,2	0	0	5	5	1	1	5,1	13,8	35,5
2033	0	0	0	0	0	0	8	25,2	0	0	5	5	0	1	4,6	12,9	32,8
2034	0	0	0	0	0	1	9	28,35	0	0	6	6	0	1	4,4	13,0	39,5
2035	0	0	0	0	0	0	9	28,35	0	0	6	6	0	1	3,8	11,9	35,6
2036	0	0	0	0	0	1	10	31,5	0	0	7	7	0	1	5,8	18,9	65,8
2037	0	0	0	0	0	0	10	31,5	0	0	7	7	0	1	5,0	17,0	58,9
2038	0	0	0	0	0	2	12	37,8	0	0	9	9	0	1	5,9	20,9	92,4
2039	0	0	0	0	0	2	14	44,1	2	0	9	9	0	1	6,3	23,5	102,9
2040	0	0	0	0	0	0	14	44,1	0	0	9	9	0	1	5,5	21,2	92,2
2041	0	0	0	0	0	0	14	44,1	0	0	9	9	0	1	4,8	19,3	83,4
2042	0	0	0	0	0	1	15	47,25	1	0	9	9	0	1	6,2	26,1	112,2
2043	0	0	0	0	0	2	17	53,55	0	0	11	11	0	1	6,1	27,2	142,3
2044	0	0	0	0	0	2	19	59,85	0	0	13	13	1	2	4,9	22,8	98,2
2045	0	0	0	0	0	1	20	63	0	0	14	14	0	2	4,3	20,8	95,6
2046	0	0	0	0	0	0	20	63	0	0	14	14	0	2	3,4	17,3	79,1
2047	0	0	0	0	0	0	20	63	1	0	13	13	0	2	3,0	15,6	65,9
2048	0	0	0	0	0	0	20	63	0	0	13	13	0	2	2,3	12,7	53,7
2049	0	0	0	0	0	1	21	66,15	2	0	12	12	1	3	2,8	15,9	49,8
2050	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	12	12	0	3	2,4	14,6	45,6
2051	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	12	12	0	3	2,2	13,5	41,9
2052	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	12	12	0	3	1,9	12,2	37,8
2053	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	12	12	0	3	1,6	11,1	34,3
2054	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	12	12	0	3	1,4	9,7	29,8
2055	0	0	0	0	0	0	21	66,15	1	0	11	11	0	3	1,2	9,2	25,9
2056	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	11	11	0	3	1,0	8,1	22,5
2057	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	11	11	0	3	0,8	6,7	18,7
2058	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	11	11	0	3	0,6	5,5	15,4
2059	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	11	11	0	3	0,5	4,6	12,7
2060	0	0	0	0	0	0	21	66,15	1	0	10	10	0	3	0,4	4,2	10,6
2061	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	10	10	0	3	0,4	3,7	9,2
2062	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	10	10	0	3	0,3	3,2	8,1
2063	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	10	10	0	3	0,3	2,9	7,2
2064	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	10	10	0	3	0,2	2,5	6,2
2065	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	10	10	0	3	0,2	2,2	5,4
2066	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	10	10	0	3	0,1	1,9	4,8
2067	0	0	0	0	0	0	21	66,15	1	0	9	9	0	3	0,1	1,8	4,1
2068	0	0	0	0	0	0	21	66,15	1	0	8	8	0	3	0,1	1,8	3,5
2069	0	0	0	0	0	0	21	66,15	0	0	8	8	0	3	0,1	1,7	3,2

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту (горизонт Ю-III). Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	4,3	1,11	1,11	4,3	1,12	0,002	5,2	5,2	16,95	0,0	0,0	0	0,34	0,3
2024	5,4	1,39	1,41	9,8	2,51	0,005	7,7	12,8	29,21	0,0	0,0	0	0,43	0,8
2025	6,9	1,76	1,81	16,6	4,27	0,009	11,0	23,8	37,52	0,0	0,0	0	0,54	1,3
2026	5,7	1,46	1,52	22,3	5,73	0,012	10,0	33,8	43,42	0,0	0,0	0	0,45	1,7
2027	10,0	2,57	2,73	32,3	8,30	0,018	19,2	53,1	47,99	0,0	0,0	0	0,79	2,5
2028	11,0	2,82	3,07	43,2	11,12	0,024	22,7	75,8	51,73	0,0	0,0	0	0,86	3,4
2029	12,2	3,13	3,52	55,4	14,24	0,030	27,0	102,7	54,89	0,0	0,0	0	0,96	4,4
2030	10,7	2,75	3,21	66,1	16,99	0,036	25,3	128,0	57,63	0,0	0,0	0	0,84	5,2
2031	9,4	2,42	2,91	75,5	19,41	0,042	23,8	151,8	60,48	0,0	0,0	0	0,74	5,9
2032	8,4	2,16	2,68	83,9	21,57	0,046	22,7	174,4	62,89	11,6	11,6	50	0,66	6,6
2033	7,6	1,95	2,48	91,5	23,52	0,050	21,1	195,6	64,16	10,8	22,4	50	0,60	7,2
2034	8,7	2,25	2,94	100,2	25,76	0,055	25,6	221,2	65,94	13,0	35,4	50	0,69	7,9
2035	7,6	1,95	2,62	107,8	27,71	0,059	23,4	244,6	67,58	11,7	47,1	50	0,60	8,5
2036	13,4	3,45	4,78	121,2	31,16	0,067	43,5	288,0	69,10	21,6	68,7	50	1,06	9,5
2037	11,6	2,97	4,32	132,8	34,13	0,073	39,2	327,2	70,52	19,3	88,1	50	0,91	10,4
2038	17,4	4,48	6,81	150,2	38,62	0,083	61,9	389,2	71,84	30,3	118,4	50	1,37	11,8
2039	18,7	4,80	7,83	168,9	43,42	0,093	69,4	458,6	73,08	33,8	152,2	50	1,47	13,3
2040	16,1	4,15	7,33	185,0	47,57	0,102	62,7	521,3	74,25	30,3	182,5	50	1,27	14,5
2041	14,1	3,61	6,89	199,1	51,18	0,110	57,0	578,3	75,36	27,4	209,9	50	1,10	15,6
2042	18,2	4,68	9,59	217,3	55,86	0,120	77,2	655,5	76,41	36,9	246,8	50	1,43	17,1
2043	22,2	5,71	12,94	239,5	61,57	0,132	98,4	753,9	77,41	46,7	293,5	50	1,75	18,8
2044	21,1	5,42	14,11	260,6	67,00	0,143	97,5	851,4	78,37	64,5	358,0	70	1,66	20,5
2045	19,8	5,08	15,40	280,4	72,08	0,154	95,4	946,8	79,28	62,8	420,8	70	1,55	22,0
2046	15,7	4,05	14,50	296,1	76,13	0,163	79,3	1026,1	80,15	52,0	472,8	70	1,24	23,3
2047	12,6	3,25	13,61	308,8	79,38	0,170	66,5	1092,6	80,99	43,3	516,1	70	0,99	24,3
2048	9,9	2,54	12,33	318,7	81,92	0,175	54,3	1146,9	81,79	35,2	551,4	70	0,78	25,0
2049	10,9	2,81	15,52	329,6	84,73	0,181	62,6	1209,5	82,56	49,1	600,5	85	0,86	25,9
2050	9,6	2,47	16,18	339,2	87,20	0,187	57,6	1267,1	83,31	45,0	645,4	85	0,76	26,7
2051	8,5	2,18	17,03	347,7	89,38	0,191	53,1	1320,2	84,03	41,3	686,8	85	0,67	27,3
2052	7,3	1,89	17,78	355,0	91,27	0,195	48,1	1368,3	84,72	37,2	724,0	85	0,58	27,9
2053	6,4	1,64	18,83	361,4	92,91	0,199	43,8	1412,1	85,40	33,8	757,8	85	0,50	28,4
2054	5,3	1,37	19,33	366,8	94,28	0,202	38,2	1450,3	86,05	29,4	787,2	85	0,42	28,8
2055	4,4	1,14	19,93	371,2	95,42	0,204	33,3	1483,6	86,68	25,5	812,6	85	0,35	29,2
2056	3,7	0,95	20,77	374,9	96,37	0,206	29,1	1512,7	87,29	22,2	834,8	85	0,29	29,5
2057	2,9	0,76	20,85	377,8	97,13	0,208	24,3	1537,0	87,88	18,5	853,3	85	0,23	29,7
2058	2,3	0,59	20,70	380,1	97,72	0,209	20,0	1557,0	88,46	15,2	868,5	85	0,18	29,9
2059	1,8	0,47	20,52	382,0	98,19	0,210	16,6	1573,6	89,02	12,5	881,0	85	0,14	30,0
2060	1,4	0,37	20,58	383,4	98,56	0,211	13,9	1587,5	89,57	10,5	891,5	85	0,11	30,1
2061	1,2	0,31	21,35	384,6	98,87	0,212	12,1	1599,6	90,10	9,1	900,5	85	0,09	30,2
2062	1,0	0,26	22,66	385,6	99,13	0,212	10,6	1610,2	90,62	7,9	908,5	85	0,08	30,3
2063	0,8	0,22	24,73	386,4	99,34	0,213	9,5	1619,7	91,13	7,1	915,5	85	0,07	30,4
2064	0,7	0,18	26,81	387,1	99,52	0,213	8,2	1627,9	91,62	6,1	921,6	85	0,05	30,4
2065	0,6	0,15	30,24	387,7	99,66	0,213	7,2	1635,0	92,10	5,3	926,9	85	0,04	30,5
2066	0,5	0,12	36,17	388,2	99,79	0,214	6,4	1641,4	92,58	4,7	931,6	85	0,04	30,5
2067	0,4	0,10	45,20	388,5	99,88	0,214	5,4	1646,8	93,04	4,0	935,6	85	0,03	30,5
2068	0,3	0,08	65,93	388,8	99,96	0,214	4,6	1651,5	93,49	3,4	939,0	85	0,02	30,6
2069	0,3	0,07	169,46	389,1	100	0,214	4,3	1655,8	93,93	3,2	942,2	85	0,02	30,6



Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приеминость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	4	12,6	2	0	2	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	0	0	0	0	0	1	5	15,75	0	0	3	3	0	0	4,1	9,8	0,0
2026	0	0	0	0	0	2	7	22,05	0	0	5	5	0	0	6,1	17,1	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	7	22,05	0	0	5	5	0	0	5,6	17,7	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	7	22,05	0	0	5	5	0	0	5,6	19,7	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	7	22,05	0	0	5	5	0	0	5,0	19,3	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	7	22,05	0	0	5	5	0	0	4,5	19,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	1	8	25,2	0	0	6	6	0	0	5,0	22,7	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	8	25,2	0	0	6	6	0	0	4,4	21,6	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	8	25,2	0	0	6	6	0	0	3,8	20,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	8	25,2	1	0	5	5	0	0	3,9	22,4	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	8	25,2	0	0	5	5	0	0	3,1	19,1	0,0
2036	0	0	0	0	0	2	10	31,5	2	0	5	5	0	0	4,2	27,7	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	10	31,5	0	0	5	5	0	0	2,8	20,1	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	10	31,5	0	0	5	5	0	0	2,0	15,2	0,0
2039	0	0	0	0	0	1	11	34,65	1	0	5	5	0	0	2,4	19,3	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	4	4	0	0	2,1	18,2	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	3	3	0	0	1,9	18,1	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	3	3	0	0	1,3	13,6	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	2	2	0	0	1,1	11,9	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	1	1	0	0	1,0	11,9	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	0,9	11,6	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	0,8	11,3	0,0

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту (горизонт Ю-IV). Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	0,0	0,00	0,00	4,5	3,91	0,008	0,0	9,3	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,4
2024	0,0	0,00	0,00	4,5	3,91	0,008	0,0	9,3	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,4
2025	4,0	3,47	3,61	8,5	7,38	0,015	9,6	18,9	58,60	0,0	0,0	0	0,30	0,7
2026	10,0	8,72	9,42	18,5	16,11	0,032	28,1	47,0	64,28	0,0	0,0	0	0,75	1,4
2027	9,2	8,01	9,54	27,7	24,11	0,048	29,0	76,1	68,31	0,0	0,0	0	0,69	2,1
2028	9,2	8,03	10,58	37,0	32,14	0,064	32,3	108,4	71,43	0,0	0,0	0	0,69	2,8
2029	8,2	7,17	10,57	45,2	39,31	0,078	31,7	140,1	73,98	0,0	0,0	0	0,62	3,4
2030	7,4	6,47	10,67	52,7	45,79	0,091	31,2	171,3	76,14	0,0	0,0	0	0,56	4,0
2031	9,9	8,57	15,81	62,5	54,36	0,108	44,8	216,1	78,01	0,0	0,0	0	0,74	4,7
2032	8,6	7,52	16,47	71,2	61,87	0,123	42,5	258,6	79,66	0,0	0,0	0	0,65	5,4
2033	7,5	6,48	17,00	78,6	68,36	0,136	39,5	298,1	81,14	0,0	0,0	0	0,56	5,9
2034	6,5	5,62	17,76	85,1	73,98	0,147	36,9	335,0	82,47	0,0	0,0	0	0,48	6,4
2035	5,1	4,46	17,13	90,2	78,43	0,156	31,4	366,4	83,69	0,0	0,0	0	0,38	6,8
2036	6,9	6,02	27,91	97,1	84,45	0,167	45,6	412,0	84,81	0,0	0,0	0	0,52	7,3
2037	4,7	4,06	26,11	101,8	88,51	0,175	33,0	445,0	85,85	0,0	0,0	0	0,35	7,6
2038	3,3	2,85	24,84	105,1	91,37	0,181	24,9	469,9	86,81	0,0	0,0	0	0,25	7,9
2039	3,9	3,39	39,25	109,0	94,75	0,188	31,7	501,6	87,72	0,0	0,0	0	0,29	8,2
2040	2,7	2,38	45,40	111,7	97,14	0,193	23,9	525,6	88,56	0,0	0,0	0	0,20	8,4
2041	1,9	1,65	57,52	113,6	98,78	0,196	17,8	543,4	89,37	0,0	0,0	0	0,14	8,5
2042	1,3	1,15	94,38	114,9	99,93	0,198	13,4	556,7	90,12	0,0	0,0	0	0,10	8,6
2043	0,7	0,62	908,27	115,6	100,55	0,199	7,8	564,5	90,84	0,0	0,0	0	0,05	8,7
2044	0,3	0,29		116,0	100,84	0,200	3,9	568,4	91,52	0,0	0,0	0	0,02	8,7
2045	0,3	0,26		116,3	101,10	0,200	3,8	572,3	92,17	0,0	0,0	0	0,02	8,7
2046	0,3	0,23		116,5	101,33	0,201	3,7	576,0	92,80	0,0	0,0	0	0,02	8,7

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-V). Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приеминость 1 нагн скв, м <sup>3</sup> /сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	5	15,75	0	0	5	1	0	0	7,6	4,3	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	5	15,75	0	0	5	1	0	0	5,5	7,5	0,0
2025	1	1	0	0	0	0	6	18,9	0	0	6	4	0	0	3,8	6,6	0,0
2026	0	0	0	0	0	1	7	22,05	1	0	6	6	0	0	5,6	10,6	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	8	25,2	0	0	7	7	0	0	5,7	11,7	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	8	25,2	0	0	7	7	0	0	4,9	11,0	0,0
2029	1	1	0	0	0	0	9	28,35	0	0	8	8	0	0	3,9	9,3	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	9	28,35	0	0	8	8	0	0	3,0	7,7	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	9	28,35	0	0	8	8	0	0	2,4	6,5	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	9	28,35	1	0	7	7	0	0	2,2	6,2	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	9	28,35	0	0	7	7	0	0	1,8	5,4	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	9	28,35	0	0	7	7	0	0	1,5	4,7	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	9	28,35	0	0	7	7	0	0	1,2	4,1	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	9	28,35	1	0	6	6	0	0	0,9	3,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	9	28,35	0	0	6	6	0	0	0,7	2,6	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	9	28,35	1	0	5	5	0	0	0,7	2,6	0,0
2039	0	0	0	0	0	1	10	31,5	2	0	4	4	0	0	2,5	9,7	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	10	31,5	0	0	4	4	0	0	2,2	9,1	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	10	31,5	0	0	4	4	0	0	1,8	7,6	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	10	31,5	0	0	4	4	0	0	1,3	6,0	0,0
2043	0	0	0	0	0	1	11	34,65	0	0	5	5	0	0	1,1	5,0	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	4	4	0	0	0,9	4,5	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	3	3	0	0	0,8	4,0	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	3	3	0	0	0,7	3,7	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	3	3	0	0	0,6	3,4	0,0
2048	0	0	0	0	0	1	12	37,8	0	0	4	4	0	0	1,7	9,7	0,0
2049	0	0	0	0	0	1	13	40,95	1	0	4	4	0	0	3,5	21,1	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	4	4	0	0	2,8	18,1	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	4	4	0	0	2,3	15,5	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	4	4	0	0	1,9	13,4	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	4	4	0	0	1,5	11,1	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	4	4	0	0	1,3	9,6	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	4	4	0	0	1,1	8,5	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	13	40,95	1	0	3	3	0	0	1,0	8,6	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	3	3	0	0	0,9	7,5	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	3	3	0	0	0,7	6,6	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	3	3	0	0	0,6	5,9	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	13	40,95	1	0	2	2	0	0	0,7	7,3	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	2	2	0	0	0,6	6,5	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	13	40,95	1	0	1	1	0	0	0,9	10,5	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	1	1	0	0	0,8	9,4	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	1	1	0	0	0,6	7,4	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	1	1	0	0	0,5	6,6	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	1	1	0	0	0,4	5,9	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	1	1	0	0	0,4	5,3	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	1	1	0	0	0,3	4,8	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	13	40,95	0	0	1	1	0	0	0,3	4,3	0,0

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту (горизонт Ю-V). Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	1,1	0,85	0,85	1,1	0,85	0,002	1,4	1,4	22,81	0,0	0,0	0	0,14	0,1
2024	1,6	1,25	1,26	2,7	2,10	0,004	2,4	3,9	34,17	0,0	0,0	0	0,21	0,3
2025	5,0	3,91	4,00	7,8	6,01	0,013	8,7	12,5	41,87	0,0	0,0	0	0,64	1,0
2026	11,0	8,54	9,08	18,8	14,55	0,031	20,9	33,5	47,34	0,0	0,0	0	1,40	2,4
2027	13,0	10,10	11,82	31,8	24,64	0,053	26,9	60,4	51,58	0,0	0,0	0	1,66	4,0
2028	11,3	8,79	11,66	43,1	33,43	0,072	25,2	85,6	55,04	0,0	0,0	0	1,44	5,5
2029	10,3	7,98	11,98	53,4	41,41	0,089	24,5	110,1	57,97	0,0	0,0	0	1,31	6,8
2030	8,0	6,20	10,57	61,4	47,60	0,102	20,2	130,3	60,51	0,0	0,0	0	1,02	7,8
2031	6,4	4,93	9,41	67,8	52,53	0,112	17,1	147,4	62,75	0,0	0,0	0	0,81	8,6
2032	5,0	3,87	8,16	72,8	56,41	0,121	14,2	161,5	64,75	0,0	0,0	0	0,64	9,3
2033	4,1	3,19	7,32	76,9	59,60	0,127	12,3	173,9	66,56	0,0	0,0	0	0,52	9,8
2034	3,4	2,65	6,55	80,3	62,24	0,133	10,7	184,6	68,21	0,0	0,0	0	0,43	10,2
2035	2,9	2,21	5,86	83,1	64,45	0,138	9,4	194,0	69,73	0,0	0,0	0	0,36	10,6
2036	1,7	1,30	3,67	84,8	65,76	0,141	5,8	199,8	71,14	0,0	0,0	0	0,21	10,8
2037	1,4	1,10	3,21	86,2	66,86	0,143	5,1	205,0	72,45	0,0	0,0	0	0,18	11,0
2038	1,1	0,86	2,60	87,4	67,72	0,145	4,2	209,2	73,68	0,0	0,0	0	0,14	11,1
2039	3,2	2,50	7,74	90,6	70,21	0,150	12,8	222,0	74,83	0,0	0,0	0	0,41	11,5
2040	2,9	2,23	7,50	93,5	72,45	0,155	12,0	234,0	75,92	0,0	0,0	0	0,37	11,9
2041	2,3	1,79	6,49	95,8	74,24	0,159	10,0	244,0	76,94	0,0	0,0	0	0,29	12,2
2042	1,7	1,35	5,25	97,5	75,59	0,162	7,9	251,9	77,92	0,0	0,0	0	0,22	12,4
2043	1,7	1,34	5,48	99,2	76,93	0,165	8,2	260,0	78,85	0,0	0,0	0	0,22	12,6
2044	1,2	0,93	4,01	100,4	77,85	0,167	5,9	265,9	79,73	0,0	0,0	0	0,15	12,8
2045	0,8	0,59	2,67	101,2	78,44	0,168	3,9	269,8	80,57	0,0	0,0	0	0,10	12,9
2046	0,7	0,52	2,44	101,9	78,97	0,169	3,6	273,5	81,38	0,0	0,0	0	0,09	13,0
2047	0,6	0,47	2,22	102,5	79,43	0,170	3,4	276,9	82,16	0,0	0,0	0	0,08	13,1
2048	2,2	1,69	8,21	104,6	81,12	0,174	12,7	289,6	82,90	0,0	0,0	0	0,28	13,3
2049	4,5	3,53	18,68	109,2	84,65	0,181	27,8	317,4	83,62	0,0	0,0	0	0,58	13,9
2050	3,7	2,89	18,80	112,9	87,53	0,187	23,7	341,1	84,31	0,0	0,0	0	0,47	14,4
2051	3,1	2,38	19,08	116,0	89,91	0,192	20,4	361,5	84,98	0,0	0,0	0	0,39	14,8
2052	2,5	1,96	19,46	118,5	91,88	0,197	17,6	379,1	85,62	0,0	0,0	0	0,32	15,1
2053	2,0	1,55	19,09	120,5	93,43	0,200	14,5	393,7	86,25	0,0	0,0	0	0,25	15,4
2054	1,7	1,29	19,63	122,2	94,72	0,203	12,7	406,3	86,85	0,0	0,0	0	0,21	15,6
2055	1,4	1,09	20,55	123,6	95,80	0,205	11,1	417,5	87,43	0,0	0,0	0	0,18	15,7
2056	1,0	0,78	18,68	124,6	96,59	0,207	8,4	425,9	88,00	0,0	0,0	0	0,13	15,9
2057	0,8	0,66	19,27	125,4	97,24	0,208	7,4	433,3	88,55	0,0	0,0	0	0,11	16,0
2058	0,7	0,55	20,07	126,2	97,80	0,209	6,5	439,9	89,09	0,0	0,0	0	0,09	16,1
2059	0,6	0,47	21,18	126,8	98,26	0,210	5,8	445,6	89,61	0,0	0,0	0	0,08	16,1
2060	0,5	0,37	21,29	127,2	98,63	0,211	4,8	450,5	90,11	0,0	0,0	0	0,06	16,2
2061	0,4	0,31	22,85	127,6	98,95	0,212	4,3	454,8	90,61	0,0	0,0	0	0,05	16,3
2062	0,3	0,24	22,66	127,9	99,18	0,212	3,5	458,2	91,09	0,0	0,0	0	0,04	16,3
2063	0,3	0,20	24,69	128,2	99,39	0,213	3,1	461,3	91,56	0,0	0,0	0	0,03	16,3
2064	0,2	0,15	24,41	128,4	99,54	0,213	2,4	463,7	92,02	0,0	0,0	0	0,02	16,4
2065	0,2	0,13	27,18	128,6	99,66	0,213	2,2	465,9	92,46	0,0	0,0	0	0,02	16,4
2066	0,1	0,11	31,48	128,7	99,77	0,213	1,9	467,8	92,90	0,0	0,0	0	0,02	16,4
2067	0,1	0,09	38,84	128,8	99,86	0,214	1,7	469,5	93,33	0,0	0,0	0	0,01	16,4
2068	0,1	0,08	53,79	128,9	99,93	0,214	1,6	471,1	93,74	0,0	0,0	0	0,01	16,4
2069	0,1	0,06	98,85	129,0	100,00	0,214	1,4	472,5	94,15	0,0	0,0	0	0,01	16,4

Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приеминость 1 нагн скв, м <sup>3</sup> /сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	6	18,9	2	0	4	2	0	0	5,6	4,9	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	6	18,9	0	0	4	3	0	0	3,4	6,9	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	6	18,9	0	0	4	3	0	0	4,0	10,2	0,0
2026	1	1	0	0	0	1	8	25,2	1	0	5	5	0	0	12,1	33,8	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	8	25,2	0	0	5	5	0	0	12,5	37,8	0,0
2028	1	1	0	0	0	0	9	28,35	0	0	6	6	0	0	12,9	41,7	0,0
2029	2	2	0	0	0	0	11	34,65	0	0	8	8	0	0	10,1	35,1	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	8	8	0	0	9,0	33,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	8	8	0	0	8,3	32,5	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	8	8	0	0	7,4	30,9	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	8	8	0	0	6,0	26,5	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	8	8	0	0	4,7	22,0	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	8	8	0	0	3,7	18,4	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	7	7	0	0	3,4	17,5	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	7	7	0	0	2,7	14,6	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	6	6	0	0	2,3	13,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	5	5	0	0	2,0	11,9	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	5	5	0	0	1,6	10,4	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	5	5	0	0	1,4	9,4	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	4	4	0	0	1,5	10,4	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	11	34,65	2	0	2	2	0	0	1,8	13,3	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	11	34,65	1	0	1	1	0	0	2,2	17,1	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	2,0	16,5	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	1,9	16,0	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	1,7	15,4	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	1,1	10,6	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	1,0	10,2	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	0,9	9,9	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	0,9	9,7	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	0,8	9,4	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	0,7	9,2	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	11	34,65	0	0	1	1	0	0	0,7	8,9	0,0
2055	0	0	0	0	0	1	12	37,8	0	0	2	2	0	0	2,7	38,2	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	2,4	36,0	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	2,1	34,0	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	1,9	32,2	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	1,7	30,6	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	1,4	28,6	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	1,3	27,4	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	1,1	26,3	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	1,0	25,5	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	0,9	24,8	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	0,8	24,4	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	2	2	0	0	0,7	24,1	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	12	37,8	1	0	1	1	0	0	1,0	39,4	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	1	1	0	0	0,9	39,6	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	12	37,8	0	0	1	1	0	0	0,8	40,6	0,0

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VI). Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	1,6	0,64	0,64	1,6	0,64	0,001	3,2	3,2	50,40	0,0	0,0	0	0,20	0,2
2024	2,9	1,17	1,18	4,6	1,81	0,003	6,8	10,0	56,48	0,0	0,0	0	0,38	0,6
2025	4,0	1,58	1,61	8,5	3,39	0,006	10,1	20,1	60,79	0,0	0,0	0	0,50	1,1
2026	19,9	7,92	8,20	28,4	11,32	0,022	55,5	75,6	64,14	0,0	0,0	0	2,53	3,6
2027	20,6	8,19	9,24	49,0	19,51	0,037	62,1	137,6	66,88	0,0	0,0	0	2,62	6,2
2028	25,4	10,10	12,55	74,3	29,61	0,057	82,3	219,9	69,19	0,0	0,0	0	3,23	9,5
2029	26,6	10,59	15,04	100,9	40,20	0,077	92,3	312,2	71,19	0,0	0,0	0	3,39	12,9
2030	23,6	9,39	15,71	124,5	49,59	0,095	87,2	399,4	72,96	0,0	0,0	0	3,00	15,9
2031	21,8	8,67	17,21	146,2	58,26	0,111	85,5	484,9	74,54	0,0	0,0	0	2,77	18,6
2032	19,5	7,78	18,65	165,8	66,05	0,126	81,3	566,2	75,97	0,0	0,0	0	2,49	21,1
2033	15,8	6,31	18,59	181,6	72,36	0,138	69,7	635,9	77,27	0,0	0,0	0	2,02	23,1
2034	12,4	4,96	17,94	194,1	77,32	0,148	57,8	693,7	78,47	0,0	0,0	0	1,59	24,7
2035	9,9	3,93	17,31	203,9	81,24	0,155	48,3	742,0	79,59	0,0	0,0	0	1,26	26,0
2036	7,8	3,11	16,57	211,7	84,35	0,161	40,3	782,2	80,62	0,0	0,0	0	0,99	27,0
2037	6,2	2,47	15,77	217,9	86,82	0,166	33,6	815,9	81,59	0,0	0,0	0	0,79	27,8
2038	4,5	1,78	13,51	222,4	88,60	0,169	25,5	841,4	82,50	0,0	0,0	0	0,57	28,3
2039	3,3	1,30	11,37	225,6	89,90	0,172	19,5	861,0	83,36	0,0	0,0	0	0,41	28,7
2040	2,7	1,08	10,67	228,3	90,97	0,174	17,1	878,1	84,17	0,0	0,0	0	0,34	29,1
2041	2,3	0,92	10,22	230,7	91,90	0,176	15,4	893,4	84,94	0,0	0,0	0	0,30	29,4
2042	2,0	0,78	9,66	232,6	92,68	0,177	13,7	907,1	85,67	0,0	0,0	0	0,25	29,6
2043	1,2	0,48	6,50	233,8	93,16	0,178	8,8	915,9	86,37	0,0	0,0	0	0,15	29,8
2044	0,7	0,29	4,24	234,5	93,45	0,178	5,6	921,5	87,03	0,0	0,0	0	0,09	29,9
2045	0,7	0,27	4,07	235,2	93,71	0,179	5,4	926,9	87,67	0,0	0,0	0	0,09	30,0
2046	0,6	0,25	3,90	235,8	93,96	0,179	5,3	932,2	88,28	0,0	0,0	0	0,08	30,0
2047	0,6	0,22	3,71	236,4	94,18	0,180	5,1	937,3	88,87	0,0	0,0	0	0,07	30,1
2048	0,4	0,15	2,51	236,8	94,33	0,180	3,5	940,7	89,44	0,0	0,0	0	0,05	30,2
2049	0,3	0,13	2,37	237,1	94,46	0,180	3,4	944,1	89,98	0,0	0,0	0	0,04	30,2
2050	0,3	0,12	2,23	237,4	94,59	0,181	3,3	947,4	90,51	0,0	0,0	0	0,04	30,2
2051	0,3	0,11	2,10	237,7	94,70	0,181	3,2	950,5	91,02	0,0	0,0	0	0,04	30,3
2052	0,3	0,10	1,97	238,0	94,80	0,181	3,1	953,6	91,51	0,0	0,0	0	0,03	30,3
2053	0,2	0,10	1,85	238,2	94,90	0,181	3,0	956,6	91,99	0,0	0,0	0	0,03	30,3
2054	0,2	0,09	1,73	238,4	94,99	0,181	2,9	959,6	92,45	0,0	0,0	0	0,03	30,4
2055	1,8	0,71	14,16	240,2	95,70	0,183	25,1	984,6	92,90	0,0	0,0	0	0,23	30,6
2056	1,6	0,63	14,59	241,8	96,33	0,184	23,6	1008,3	93,33	0,0	0,0	0	0,20	30,8
2057	1,4	0,56	15,12	243,2	96,88	0,185	22,3	1030,6	93,75	0,0	0,0	0	0,18	31,0
2058	1,2	0,49	15,76	244,4	97,37	0,186	21,1	1051,7	94,16	0,0	0,0	0	0,16	31,1
2059	1,1	0,44	16,56	245,5	97,81	0,187	20,1	1071,8	94,56	0,0	0,0	0	0,14	31,3
2060	0,9	0,38	17,23	246,4	98,19	0,188	18,8	1090,6	94,95	0,0	0,0	0	0,12	31,4
2061	0,8	0,33	18,43	247,3	98,52	0,188	18,0	1108,6	95,33	0,0	0,0	0	0,11	31,5
2062	0,7	0,30	20,02	248,0	98,82	0,189	17,3	1125,9	95,70	0,0	0,0	0	0,09	31,6
2063	0,7	0,26	22,18	248,7	99,08	0,189	16,7	1142,6	96,07	0,0	0,0	0	0,08	31,7
2064	0,6	0,23	25,26	249,3	99,31	0,190	16,3	1158,9	96,42	0,0	0,0	0	0,07	31,8
2065	0,5	0,21	29,96	249,8	99,52	0,190	16,0	1174,9	96,76	0,0	0,0	0	0,07	31,8
2066	0,5	0,18	37,94	250,2	99,70	0,190	15,8	1190,8	97,10	0,0	0,0	0	0,06	31,9
2067	0,3	0,13	44,25	250,6	99,83	0,191	12,9	1203,7	97,43	0,0	0,0	0	0,04	31,9
2068	0,3	0,12	69,83	250,9	99,95	0,191	13,0	1216,7	97,75	0,0	0,0	0	0,04	32,0
2069	0,3	0,10	203,72	251,1	100,05	0,191	13,3	1230,0	98,07	0,0	0,0	0	0,03	32,0

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин по V эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VII). Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приеминость 1 нагн скв, м <sup>3</sup> /сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	2	6,3	1	0	1	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	2,9	4,0	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	6,0	9,8	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	5,5	10,5	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	5,1	10,9	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	4,7	11,1	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	4,3	11,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	3,9	11,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	3,6	11,2	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	3,3	11,1	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	3,1	11,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	2,8	10,9	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	2,6	8,7	0,0
2036	0	0	0	0	0	1	3	9,45	0	0	2	2	0	0	2,7	9,9	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	3	9,45	0	0	2	2	0	0	4,5	17,4	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	3	9,45	0	0	2	2	0	0	4,1	16,9	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	3	9,45	0	0	2	2	0	0	3,7	16,4	0,0
2040	0	0	0	0	0	1	4	12,6	0	0	3	3	0	0	4,0	19,1	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	3,6	18,7	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	3,3	18,3	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	2,5	15,0	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	2,0	12,9	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	1,6	11,2	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	1,3	9,9	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	0,9	7,4	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	4	12,6	1	0	2	2	0	0	0,8	7,2	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	4	12,6	1	0	1	1	0	0	0,8	7,5	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,7	7,6	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,7	7,3	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,6	7,0	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,6	6,7	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,6	6,7	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,5	6,5	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,5	6,3	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,4	6,1	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,4	5,9	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,4	5,7	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,3	5,6	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,3	5,5	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,3	5,4	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,3	5,3	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,2	5,2	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,2	5,1	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,2	5,1	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,2	5,1	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,2	5,2	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	1	1	0	0	0,2	5,2	0,0

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки по V эксплуатационному объекту (горизонт Ю-VII). Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2024	0,9	1,98	1,98	0,9	1,98	0,004	1,3	1,3	26,95	0,0	0,0	0	0,48	0,5
2025	2,0	4,09	4,18	2,9	6,07	0,013	3,2	4,5	39,21	0,0	0,0	0	1,00	1,5
2026	1,8	3,77	4,01	4,7	9,83	0,021	3,4	8,0	47,52	0,0	0,0	0	0,92	2,4
2027	1,7	3,46	3,84	6,4	13,30	0,029	3,6	11,5	53,42	0,0	0,0	0	0,85	3,2
2028	1,5	3,19	3,68	7,9	16,49	0,036	3,6	15,2	57,99	0,0	0,0	0	0,78	4,0
2029	1,4	2,93	3,51	9,3	19,42	0,042	3,7	18,9	61,73	0,0	0,0	0	0,72	4,7
2030	1,3	2,70	3,35	10,6	22,11	0,048	3,7	22,6	64,89	0,0	0,0	0	0,66	5,4
2031	1,2	2,48	3,19	11,8	24,60	0,054	3,7	26,2	67,63	0,0	0,0	0	0,61	6,0
2032	1,1	2,28	3,03	12,9	26,88	0,059	3,7	29,9	70,04	0,0	0,0	0	0,56	6,6
2033	1,0	2,10	2,87	13,9	28,98	0,063	3,6	33,5	72,20	0,0	0,0	0	0,51	7,1
2034	0,9	1,93	2,72	14,8	30,91	0,067	3,6	37,1	74,16	0,0	0,0	0	0,47	7,6
2035	0,9	1,78	2,57	15,7	32,69	0,071	2,8	40,0	70,04	0,0	0,0	0	0,43	8,0
2036	1,8	3,76	5,58	17,5	36,45	0,080	6,5	46,4	72,20	0,0	0,0	0	0,92	8,9
2037	3,0	6,15	9,68	20,4	42,60	0,093	11,4	57,9	74,16	0,0	0,0	0	1,50	10,4
2038	2,7	5,57	9,70	23,1	48,17	0,105	11,1	69,0	75,94	0,0	0,0	0	1,36	11,8
2039	2,4	5,04	9,72	25,5	53,20	0,116	10,8	79,8	77,58	0,0	0,0	0	1,23	13,0
2040	3,9	8,19	17,49	29,5	61,39	0,134	18,8	98,6	79,10	0,0	0,0	0	2,00	15,0
2041	3,6	7,46	19,33	33,0	68,85	0,150	18,4	116,9	80,52	0,0	0,0	0	1,82	16,8
2042	3,3	6,81	21,85	36,3	75,66	0,165	18,0	134,9	81,84	0,0	0,0	0	1,66	18,5
2043	2,5	5,22	21,46	38,8	80,88	0,176	14,8	149,8	83,08	0,0	0,0	0	1,28	19,8
2044	2,0	4,17	21,80	40,8	85,05	0,186	12,7	162,5	84,25	0,0	0,0	0	1,02	20,8
2045	1,6	3,35	22,44	42,4	88,40	0,193	11,0	173,5	85,36	0,0	0,0	0	0,82	21,6
2046	1,3	2,77	23,86	43,8	91,17	0,199	9,8	183,2	86,41	0,0	0,0	0	0,68	22,3
2047	0,9	1,91	21,60	44,7	93,08	0,203	7,3	190,5	87,41	0,0	0,0	0	0,47	22,7
2048	0,5	1,14	16,53	45,2	94,22	0,206	4,7	195,2	88,37	0,0	0,0	0	0,28	23,0
2049	0,3	0,55	9,58	45,5	94,78	0,207	2,5	197,7	89,28	0,0	0,0	0	0,14	23,2
2050	0,2	0,51	9,74	45,7	95,28	0,208	2,5	200,2	90,15	0,0	0,0	0	0,12	23,3
2051	0,2	0,47	9,93	46,0	95,75	0,209	2,4	202,6	90,57	0,0	0,0	0	0,11	23,4
2052	0,2	0,43	10,14	46,2	96,18	0,210	2,3	204,9	90,99	0,0	0,0	0	0,11	23,5
2053	0,2	0,40	10,39	46,4	96,58	0,211	2,2	207,1	91,39	0,0	0,0	0	0,10	23,6
2054	0,2	0,38	11,01	46,5	96,96	0,212	2,2	209,3	91,79	0,0	0,0	0	0,09	23,7
2055	0,2	0,35	11,38	46,7	97,30	0,212	2,1	211,4	92,18	0,0	0,0	0	0,08	23,8
2056	0,2	0,32	11,82	46,9	97,62	0,213	2,1	213,5	92,56	0,0	0,0	0	0,08	23,9
2057	0,1	0,29	12,33	47,0	97,92	0,214	2,0	215,4	92,94	0,0	0,0	0	0,07	23,9
2058	0,1	0,27	12,94	47,1	98,18	0,214	1,9	217,4	93,31	0,0	0,0	0	0,07	24,0
2059	0,1	0,25	13,67	47,2	98,43	0,215	1,9	219,3	93,67	0,0	0,0	0	0,06	24,0
2060	0,1	0,23	14,57	47,4	98,66	0,215	1,8	221,1	94,03	0,0	0,0	0	0,06	24,1
2061	0,1	0,21	15,69	47,5	98,87	0,216	1,8	222,9	94,38	0,0	0,0	0	0,05	24,2
2062	0,1	0,19	17,12	47,6	99,06	0,216	1,8	224,7	94,72	0,0	0,0	0	0,05	24,2
2063	0,1	0,18	19,00	47,6	99,24	0,217	1,7	226,4	95,06	0,0	0,0	0	0,04	24,2
2064	0,1	0,16	21,58	47,7	99,41	0,217	1,7	228,1	95,40	0,0	0,0	0	0,04	24,3
2065	0,1	0,15	25,32	47,8	99,56	0,217	1,7	229,8	95,72	0,0	0,0	0	0,04	24,3
2066	0,1	0,14	31,20	47,9	99,69	0,218	1,7	231,5	96,05	0,0	0,0	0	0,03	24,4
2067	0,1	0,13	41,72	47,9	99,82	0,218	1,7	233,1	96,37	0,0	0,0	0	0,03	24,4
2068	0,1	0,12	65,86	48,0	99,94	0,218	1,7	234,8	96,68	0,0	0,0	0	0,03	24,4
2069	0,1	0,11	177,47	48,0	100,05	0,218	1,7	236,6	96,99	0,0	0,0	0	0,03	24,4

Таблица 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту (горизонт Ю-І). Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приеминость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	1	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	1	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	3,15	1	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	0	0	1	2	6,3	0	0	1	1	0	0	9,0	11,2	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	8,3	12,1	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	7,6	13,0	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	7,0	13,5	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	1	1	0	0	6,4	13,9	0,0
2047	0	0	0	0	0	1	3	9,45	0	0	2	2	0	0	9,5	22,5	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	3	9,45	0	0	2	2	0	0	7,6	19,9	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	3	9,45	0	0	2	2	0	0	7,0	20,1	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	3	9,45	0	0	2	2	0	0	6,5	20,2	0,0
2051	0	0	0	0	0	1	4	12,6	0	0	3	3	0	0	7,5	25,1	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	6,9	25,1	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	6,4	25,1	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	5,9	25,1	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	5,4	25,1	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	5,0	25,1	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	4,6	25,1	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	4,3	25,2	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	4,0	25,3	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	3,7	25,5	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	3,4	25,7	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	3,1	26,1	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	2,9	26,6	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	2,5	24,7	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	2,0	20,2	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	1,4	15,0	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	1,0	11,1	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	3	3	0	0	0,7	8,2	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	4	12,6	1	0	2	2	0	0	0,6	7,5	0,0



Таблица 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки по возвратному объекту (горизонт Ю-І). Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2024	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2025	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2026	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2027	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2028	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2029	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2030	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2031	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2032	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2033	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2034	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2035	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2036	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2037	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2038	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2039	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2040	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2041	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2042	3,0	2,90	2,90	3,0	2,90	0,003	3,7	3,7	19,38	0,0	0,0	0	0,23	0,2
2043	2,7	2,67	2,75	5,7	5,57	0,005	4,0	7,6	31,64	0,0	0,0	0	0,21	0,4
2044	2,5	2,45	2,60	8,2	8,02	0,007	4,3	11,9	41,37	0,0	0,0	0	0,20	0,6
2045	2,3	2,26	2,45	10,5	10,28	0,009	4,5	16,4	48,27	0,0	0,0	0	0,18	0,8
2046	2,1	2,08	2,31	12,6	12,35	0,011	4,6	20,9	53,63	0,0	0,0	0	0,17	1,0
2047	6,2	6,10	6,96	18,8	18,45	0,017	14,8	35,7	58,00	0,0	0,0	0	0,49	1,5
2048	5,0	4,90	6,01	23,8	23,35	0,021	13,0	48,8	61,70	0,0	0,0	0	0,39	1,9
2049	4,6	4,54	5,92	28,4	27,88	0,025	13,2	62,0	64,91	0,0	0,0	0	0,36	2,2
2050	4,3	4,20	5,83	32,7	32,09	0,029	13,3	75,3	67,73	0,0	0,0	0	0,34	2,6
2051	7,4	7,21	10,62	40,1	39,30	0,035	24,7	100,0	70,26	0,0	0,0	0	0,58	3,2
2052	6,8	6,66	10,97	46,9	45,96	0,041	24,7	124,7	72,55	0,0	0,0	0	0,53	3,7
2053	6,3	6,15	11,38	53,2	52,11	0,047	24,7	149,5	74,64	0,0	0,0	0	0,49	4,2
2054	5,8	5,68	11,86	58,9	57,79	0,052	24,7	174,2	76,56	0,0	0,0	0	0,46	4,6
2055	5,4	5,25	12,43	64,3	63,04	0,057	24,7	198,9	78,34	0,0	0,0	0	0,42	5,1
2056	4,9	4,85	13,11	69,2	67,88	0,061	24,7	223,6	79,99	0,0	0,0	0	0,39	5,4
2057	4,6	4,48	13,93	73,8	72,36	0,065	24,7	248,3	81,54	0,0	0,0	0	0,36	5,8
2058	4,2	4,13	14,95	78,0	76,49	0,069	24,8	273,1	83,00	0,0	0,0	0	0,33	6,1
2059	3,9	3,82	16,24	81,9	80,31	0,072	24,9	298,0	84,37	0,0	0,0	0	0,31	6,4
2060	3,6	3,53	17,91	85,5	83,84	0,075	25,1	323,1	85,67	0,0	0,0	0	0,28	6,7
2061	3,3	3,26	20,15	88,8	87,09	0,078	25,4	348,5	86,90	0,0	0,0	0	0,26	7,0
2062	3,1	3,01	23,32	91,9	90,10	0,081	25,7	374,2	88,07	0,0	0,0	0	0,24	7,2
2063	2,8	2,78	28,09	94,7	92,88	0,084	26,2	400,5	89,19	0,0	0,0	0	0,22	7,4
2064	2,5	2,45	34,39	97,2	95,33	0,086	24,3	424,7	89,72	0,0	0,0	0	0,20	7,6
2065	1,9	1,91	40,82	99,2	97,24	0,088	19,9	444,7	90,25	0,0	0,0	0	0,15	7,8
2066	1,4	1,33	48,29	100,5	98,57	0,089	14,7	459,4	90,77	0,0	0,0	0	0,11	7,9
2067	1,0	0,93	65,37	101,5	99,51	0,090	10,9	470,4	91,27	0,0	0,0	0	0,07	8,0
2068	0,7	0,65	132,16	102,2	100,16	0,090	8,1	478,5	91,77	0,0	0,0	0	0,05	8,0
2069	0,4	0,38	-236,01	102,5	100,53	0,091	4,9	483,4	92,25	0,0	0,0	0	0,03	8,1

Таблица 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин по возвратному объекту (горизонт Ю- II). Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приеминость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	1	1	3,15	0	0	1	1	0	0	8,5	10,3	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	3,15	0	0	1	1	0	0	7,7	11,3	0,0
2041	0	0	0	0	0	1	2	6,3	0	0	2	2	0	0	6,6	11,4	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	2	2	0	0	5,6	11,1	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	2	2	0	0	4,5	10,2	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	2	2	0	0	3,8	9,3	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	2	2	0	0	3,0	8,3	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	2	2	0	0	2,1	6,4	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	2	6,3	0	0	2	2	0	0	1,5	4,9	0,0
2048	0	0	0	0	0	1	3	9,45	0	0	3	3	0	0	4,2	15,3	0,0
2049	0	0	0	0	0	1	4	12,6	0	0	4	4	0	0	5,2	20,9	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	4	4	0	0	4,7	20,5	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	4	12,6	1	0	3	3	0	0	5,6	26,7	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	4	12,6	1	0	2	2	0	0	7,7	40,2	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	7,0	40,7	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	6,5	41,3	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	6,0	42,1	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	5,5	43,0	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	5,0	44,3	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	4,5	41,5	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	3,8	38,0	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	3,3	35,1	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	2,9	32,5	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	2,5	30,5	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	2,1	27,2	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	1,7	23,5	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	1,3	20,4	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	1,1	17,7	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	0,9	15,5	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	0,7	13,7	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	4	12,6	0	0	2	2	0	0	0,5	11,4	0,0

Таблица 4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки по возвратному объекту (горизонт Ю-П). Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2024	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2025	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2026	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2027	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2028	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2029	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2030	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2031	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2032	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2033	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2034	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2035	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2036	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2037	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2038	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0	0,00	0,0
2039	2,8	3,21	3,21	2,8	3,21	0,006	3,4	3,4	17,38	0,0	0,0	0	0,22	0,2
2040	2,5	2,89	2,98	5,3	6,10	0,011	3,7	7,1	32,33	0,0	0,0	0	0,20	0,4
2041	4,3	4,95	5,28	9,6	11,05	0,019	7,5	14,6	42,47	0,0	0,0	0	0,34	0,8
2042	3,7	4,23	4,75	13,3	15,28	0,026	7,3	21,9	49,66	0,0	0,0	0	0,29	1,0
2043	3,0	3,43	4,05	16,3	18,71	0,032	6,7	28,6	55,24	0,0	0,0	0	0,23	1,3
2044	2,5	2,83	3,48	18,7	21,55	0,037	6,1	34,7	59,79	0,0	0,0	0	0,19	1,5
2045	2,0	2,27	2,90	20,7	23,82	0,041	5,4	40,1	63,65	0,0	0,0	0	0,16	1,6
2046	1,4	1,59	2,09	22,1	25,41	0,044	4,2	44,3	66,99	0,0	0,0	0	0,11	1,7
2047	1,0	1,11	1,49	23,1	26,52	0,046	3,2	47,5	69,93	0,0	0,0	0	0,08	1,8
2048	4,1	4,74	6,46	27,2	31,27	0,054	15,0	62,6	72,56	0,0	0,0	0	0,32	2,1
2049	6,9	7,91	11,51	34,1	39,18	0,067	27,5	90,1	74,95	0,0	0,0	0	0,54	2,7
2050	6,2	7,07	11,63	40,2	46,25	0,080	26,9	117,0	77,12	0,0	0,0	0	0,48	3,2
2051	5,5	6,32	11,76	45,7	52,57	0,091	26,3	143,3	79,12	0,0	0,0	0	0,43	3,6
2052	5,0	5,78	12,19	50,8	58,35	0,101	26,4	169,7	80,98	0,0	0,0	0	0,40	4,0
2053	4,6	5,32	12,77	55,4	63,67	0,110	26,7	196,5	82,70	0,0	0,0	0	0,36	4,4
2054	4,3	4,89	13,47	59,7	68,57	0,118	27,1	223,6	84,31	0,0	0,0	0	0,33	4,7
2055	3,9	4,50	14,32	63,6	73,07	0,126	27,6	251,3	85,83	0,0	0,0	0	0,31	5,0
2056	3,6	4,14	15,38	67,2	77,21	0,133	28,3	279,5	87,26	0,0	0,0	0	0,28	5,3
2057	3,3	3,81	16,72	70,5	81,02	0,140	29,1	308,6	88,61	0,0	0,0	0	0,26	5,5
2058	2,9	3,37	17,75	73,4	84,39	0,145	27,3	335,9	89,26	0,0	0,0	0	0,23	5,8
2059	2,5	2,90	18,59	75,9	87,29	0,150	25,0	360,9	89,89	0,0	0,0	0	0,20	6,0
2060	2,2	2,51	19,76	78,1	89,80	0,155	23,0	384,0	90,51	0,0	0,0	0	0,17	6,1
2061	1,9	2,18	21,42	80,0	91,99	0,158	21,4	405,3	91,11	0,0	0,0	0	0,15	6,3
2062	1,7	1,91	23,81	81,7	93,89	0,162	20,0	425,3	91,70	0,0	0,0	0	0,13	6,4
2063	1,4	1,59	26,01	83,1	95,48	0,164	17,9	443,2	92,28	0,0	0,0	0	0,11	6,5
2064	1,1	1,27	28,13	84,2	96,75	0,167	15,4	458,7	92,84	0,0	0,0	0	0,09	6,6
2065	0,9	1,02	31,31	85,1	97,77	0,168	13,4	472,0	93,39	0,0	0,0	0	0,07	6,7
2066	0,7	0,81	36,46	85,8	98,58	0,170	11,6	483,7	93,93	0,0	0,0	0	0,06	6,7
2067	0,6	0,65	45,91	86,3	99,23	0,171	10,2	493,9	94,45	0,0	0,0	0	0,04	6,8
2068	0,5	0,52	67,91	86,8	99,75	0,172	9,0	502,9	94,97	0,0	0,0	0	0,04	6,8
2069	0,4	0,41	165,67	87,1	100,16	0,173	7,5	510,4	95,27	0,0	0,0	0	0,03	6,8

#### **4.2 Экономические показатели вариантов разработки**

Экономическая оценка проводилась по 3 вариантам разработки. Оценка осуществлялась с применением финансовых и экономических допущений, перечисленных и обоснованных затрат в разделе 3.5. Экономическая оценка вариантов разработки проводилась на основании действующего Законодательства Республики Казахстан.

Результаты экономических расчетов 1-го варианта разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак представлены в таблицах 4.2.1-4.2.5.

Расчеты по остальным вариантам разработки представлены в табличных приложениях П.4.2.1-4.2.10

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по месторождению Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс.\$	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
I	Бурение, обустройство скважин																
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	9	383.6	3 452	0	0	384	384	384	767	1 534	0	0	0	0	0
2.	Обустройство добывающей скважины	скв.	9	21.4	193	0	0	21	21	21	43	86	0	0	0	0	0
3.	Обустройство (выкидные линии, труба стальная с изоляцией)	тыс.\$			116	116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$			3 761	116	0	405	405	405	810	1 620	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$			4 124	116	0	421	430	438	894	1 824	0	0	0	0	0
II.	Перевод скважин																
1	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	36	9.72	350	0	0	10	39	0	0	0	0	10	0	0	10
2	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	3	6.48	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0
3	КРС добывающих скважин	тыс.\$	45	9.58	431	0	0	19	48	10	19	38	0	10	0	0	10
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$			800	0.00	0.00	28.87	86.75	9.58	19.15	38.30	0.00	19.29	6.48	0.00	19.29
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$			1 102	0.00	0.00	30.04	92.06	10.36	21.14	43.13	0.00	22.61	7.74	0.00	23.99
Всего капитальных затрат		тыс.\$			4 561	115.55	0.00	433.88	491.76	414.59	829.17	1658.34	0.00	19.29	6.48	0.00	19.29
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$			5 226	115.55	0.00	451.41	521.86	448.76	915.47	1867.56	0.00	22.61	7.74	0.00	23.99
Коэффициент инфляции		%				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22	1.24

продолжение таблицы 4.2.1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	3	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
I	Бурение, обустройство скважин																	
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство добывающей скважины	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Обустройство (выкидные линии, труба стальная с изоляцией)	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II.	Перевод скважин																	
1	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	0	39	0	19	49	10	10	19	29	19	10	0	10	19	29	0
2	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	6	0
3	КРС добывающих скважин	тыс.\$	0	38	0	19	48	10	10	19	29	19	10	0	10	19	29	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	0.00	77.18	0.00	38.59	96.47	19.29	19.29	38.59	57.88	45.07	19.29	0.00	19.29	38.59	64.36	0.00
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	0.00	99.84	0.00	51.94	132.43	27.02	27.56	56.22	86.01	68.31	29.83	0.00	31.03	63.31	107.71	0.00
Всего капитальных затрат		тыс.\$	0.00	77.18	0.00	39	96	19	19	38.59	58	45.07	19.29	0.00	19.29	38.59	64.36	0.00
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	0.00	99.84	0.00	52	132	27	28	56.22	86	68.31	29.83	0.00	31.03	63.31	107.71	0.00
Коэффициент инфляции		%	1.27	1.29	1.32	1.35	1.37	1.40	1.43	1.46	1.49	1.52	1.55	1.58	1.61	1.64	1.67	1.71

продолжение таблицы 4.2.1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063-2069
1	2	3	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
I	Бурение, обустройство скважин														
1.	Бурение добывающих скважин (вертикальных)	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Обустройство добывающей скважины	скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Обустройство (выкидные линии, труба стальная с изоляцией)	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин		тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат на бурение скважин, с учетом инфляции		тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II.	Перевод скважин														
1	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$	10	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин под закачку	тыс.\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	КРС добывающих скважин	тыс.\$	10	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого затрат по переводу скважин		тыс.\$	19.29	0.00	0.00	0.00	19.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции		тыс.\$	33.59	0.00	0.00	0.00	36.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Всего капитальных затрат		тыс.\$	19.29	0.00	0.00	0.00	19.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Всего капитальных затрат с учетом инфляции		тыс.\$	33.59	0.00	0.00	0.00	36.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Коэффициент инфляции		%	1.74	1.78	1.81	1.85	1.88	1.92	1.96	2.00	2.04	2.08	2.12	2.16	2.21

Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)

Годы	Инфляция, %	Объем добычи нефти, тыс.тонн	Технологические потери, тыс.тонн	Использование нефти на собственные нужды, тыс.т	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) , тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, тыс.тонн	внешний рынок, тыс.тонн	внутренний рынок, тыс.тонн	внешний рынок, \$/тонна	внутренний рынок, \$/тонна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2023	1.00	7.02	0.05	0.07	6.89	4.48	2.41	699.52	226.43	3 681
2024	1.02	10.93	0.08	0.11	10.74	6.98	3.76	713.51	230.96	5 846
2025	1.04	21.81	0.16	0.22	21.43	13.93	7.50	727.78	235.58	11 905
2026	1.06	48.41	0.36	0.48	47.56	30.92	16.65	742.33	240.29	26 951
2027	1.08	54.45	0.41	0.54	53.50	34.78	18.73	757.18	245.10	30 922
2028	1.10	58.41	0.44	0.58	57.40	37.31	20.09	772.32	250.00	33 835
2029	1.13	58.69	0.44	0.58	57.66	37.48	20.18	787.77	255.00	34 674
2030	1.15	51.01	0.38	0.51	50.12	32.58	17.54	803.52	260.10	30 740
2031	1.17	48.57	0.36	0.48	47.73	31.02	16.70	819.59	265.30	29 858
2032	1.20	42.69	0.32	0.42	41.94	27.26	14.68	835.99	270.61	26 765
2033	1.22	35.99	0.27	0.36	35.36	22.99	12.38	852.71	276.02	23 017
2034	1.24	31.99	0.24	0.32	31.43	20.43	11.00	869.76	281.54	20 865
2035	1.27	26.26	0.20	0.26	25.80	16.77	9.03	887.16	287.17	17 472
2036	1.29	31.64	0.24	0.31	31.09	20.21	10.88	904.90	292.91	21 476
2037	1.32	26.79	0.20	0.27	26.32	17.11	9.21	923.00	298.77	18 544
2038	1.35	28.97	0.22	0.29	28.47	18.51	9.96	941.46	304.75	20 459
2039	1.37	34.27	0.26	0.34	33.68	21.89	11.79	960.29	310.84	24 683
2040	1.40	30.90	0.23	0.31	30.36	19.74	10.63	979.49	317.06	22 702
2041	1.43	28.46	0.21	0.28	27.97	18.18	9.79	999.08	323.40	21 328
2042	1.46	33.13	0.25	0.33	32.56	21.16	11.39	1 019.06	329.87	25 324
2043	1.49	34.07	0.26	0.34	33.48	21.76	11.72	1 039.44	336.47	26 562
2044	1.52	30.31	0.23	0.30	29.79	19.36	10.42	1 060.23	343.20	24 104
2045	1.55	27.39	0.21	0.27	26.92	17.50	9.42	1 081.44	350.06	22 219
2046	1.58	22.14	0.17	0.22	21.75	14.14	7.61	1 103.07	357.06	18 316
2047	1.61	22.14	0.17	0.22	21.76	14.14	7.62	1 125.13	364.20	18 686
2048	1.64	22.11	0.17	0.22	21.72	14.12	7.60	1 147.63	371.49	19 029
2049	1.67	27.58	0.21	0.27	27.10	17.62	9.49	1 170.58	378.92	24 215
2050	1.71	24.33	0.18	0.24	23.91	15.54	8.37	1 193.99	386.49	21 787
2051	1.74	24.92	0.19	0.25	24.48	15.91	8.57	1 217.87	394.22	22 758
2052	1.78	22.17	0.17	0.22	21.78	14.16	7.62	1 242.23	402.11	20 652
2053	1.81	19.73	0.15	0.20	19.38	12.60	6.78	1 267.08	410.15	18 748
2054	1.85	17.45	0.13	0.17	17.15	11.14	6.00	1 292.42	418.35	16 914
2055	1.88	17.05	0.13	0.17	16.75	10.89	5.86	1 318.27	426.72	16 855
2056	1.92	14.98	0.11	0.15	14.72	9.57	5.15	1 344.63	435.25	15 112
2057	1.96	13.20	0.10	0.13	12.97	8.43	4.54	1 371.52	443.96	13 583
2058	2.00	11.54	0.09	0.11	11.34	7.37	3.97	1 398.96	452.84	12 104
2059	2.04	10.05	0.08	0.10	9.88	6.42	3.46	1 426.93	461.90	10 756
2060	2.08	8.77	0.07	0.09	8.61	5.60	3.01	1 455.47	471.13	9 569
2061	2.12	7.76	0.06	0.08	7.63	4.96	2.67	1 484.58	480.56	8 641
2062	2.16	6.87	0.05	0.07	6.75	4.39	2.36	1 514.27	490.17	7 804
2063	2.21	6.06	0.05	0.06	5.96	3.87	2.09	1 544.56	499.97	7 023
2064	2.25	5.14	0.04	0.05	5.05	3.29	1.77	1 575.45	509.97	6 079
2065	2.30	4.15	0.03	0.04	4.08	2.65	1.43	1 606.96	520.17	5 000
2066	2.34	3.20	0.02	0.03	3.15	2.05	1.10	1 639.10	530.57	3 939
2067	2.39	2.41	0.02	0.02	2.36	1.54	0.83	1 671.88	541.18	3 016
2068	2.44	1.87	0.01	0.02	1.84	1.19	0.64	1 705.32	552.01	2 389
2069	2.49	1.39	0.01	0.014	1.37	0.89	0.48	1 739.42	563.05	1 819
Итого		1119.20	8.39	11.11	1 099.69	714.80	384.89			828 726

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)

Год	Инфляция, %	Производственные расходы															
		Определение пластового давления, тыс.долл	Определение забойного давления, тыс.долл	Кривая восстановления давления (КВД), тыс.долл	Метод установившихся отборов (МУО), тыс.долл.	Отбор проб нефти в пластовых условиях, тыс.долл.	Удаление парафинаотложен ия, тыс.долл.	Определение профиля приемистости, тыс.долл	Затраты на хим реагенты, тыс. долл.	Внутри- промысловая транспортировка нефти, тыс. долл.	Затраты на поддержание закачки воды, тыс. долл.	Затраты на текущий ремонт добывающих скважин, тыс. долл.	Затраты на текущий ремонт водонагнетательн ых скважин, тыс. долл.	Затраты на ремонт оборудования, тыс. долл.	Постоянные расходы промысла, тыс.\$	Страхование сотрудников ППП, тыс. долл.	ФОТ ППП, тыс. долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	1.00	7.7	5.9	0	0.0	0.0	0.8	0.0	6.3	2.1	0.0	23.2	0.0	16	24.0	0.6	44
2024	1.02	9.7	7.8	0	0.0	0.0	1.4	0.0	11.9	3.3	0.0	31.5	0.0	17	24.5	0.6	44
2025	1.04	16.5	14.6	2	9.1	9.1	2.5	0.0	28.5	7	0	60	0	17	25	1	45
2026	1.06	21.6	19.7	5	9.2	18.6	3.4	0.0	80.4	9	0	82	0	17	25	1	57
2027	1.08	23.5	22.0	2	4.7	9.5	3.8	0.0	97.9	11	0	92	0	18	26	1	58
2028	1.10	26.0	24.0	3	4.8	9.7	4.1	0.0	117.9	12	0	102	0	18	26	1	95
2029	1.13	62.2	58.1	10	19.6	39.4	10.3	0.0	129.6	12	0	122	0	18	27	2	113
2030	1.15	63.4	59.3	0	0.0	0.0	10.5	0.0	123.7	11	0	124	0	19	28	2	116
2031	1.17	64.7	60.4	3	5.1	10.2	10.7	0.0	131.7	10	0	127	0	19	28	2	118
2032	1.20	66.0	61.6	0	0.0	0.0	10.2	4.2	126.2	9	9	125	5	20	29	2	120
2033	1.22	67.3	62.9	0	0.0	0.0	10.5	4.3	114.6	8	8	127	5	20	29	2	123
2034	1.24	68.6	64.1	3	5.4	10.9	10.7	4.4	107.6	7	10	130	5	20	30	2	125
2035	1.27	70.0	65.4	0	0.0	0.0	10.9	4.5	94.0	6	9	132	5	21	30	2	128
2036	1.29	71.4	66.7	12	22.5	45.2	11.1	4.6	117.7	7	18	135	5	21	31	2	130
2037	1.32	72.8	68.1	0	0.0	0.0	11.3	4.7	103.8	6	16	138	5	22	32	2	133
2038	1.35	74.3	69.4	6	11.7	23.5	11.5	4.8	110.4	7	26	140	5	22	32	2	136
2039	1.37	73.3	68.3	16	29.9	60.0	11.4	4.9	130.3	8	29	138	5	23	33	2	133
2040	1.40	74.8	69.7	3	6.1	12.2	11.6	5.0	124.3	8	27	141	5	23	34	2	136
2041	1.43	76.3	71.1	3	6.2	12.5	11.9	5.1	115.7	7	25	143	5	23	34	2	139
2042	1.46	77.8	72.5	7	12.7	25.5	12.1	5.2	132.1	9	34	146	6	24	35	2	141
2043	1.49	79.3	74.0	10	19.4	39.0	12.3	5.3	141.9	9	44	149	6	24	36	2	144
2044	1.52	78.2	72.7	7	13.2	26.5	12.2	10.8	132.5	8	62	146	11	25	36	2	147
2045	1.55	79.7	74.2	4	6.7	13.5	12.4	11.0	128.6	8	61	149	12	25	37	2	150
2046	1.58	81.3	75.6	0	0.0	0.0	12.7	11.2	112.0	6	52	152	12	26	38	2	153
2047	1.61	83.0	77.1	4	7.0	14.1	12.9	11.4	107.3	6	44	155	12	26	39	2	156
2048	1.64	87.6	81.7	8	14.3	28.7	13.2	11.7	109.0	7	36	158	12	27	39	2	159
2049	1.67	86.3	80.3	12	21.8	43.9	13.0	17.8	147.2	8	52	155	19	27	40	2	162
2050	1.71	88.1	81.9	0	0.0	0.0	13.3	18.2	139.6	7	48	158	19	28	41	2	166
2051	1.74	89.8	83.5	4	7.6	15.2	13.5	18.6	145.6	8	45	161	20	29	42	2	169
2052	1.78	88.4	82.0	0	0.0	0.0	13.3	18.9	139.5	7	42	158	20	29	43	2	166
2053	1.81	90.2	83.6	0	0.0	0.0	13.6	19.3	133.9	6	39	161	21	30	43	2	169
2054	1.85	92.0	85.3	0	0.0	0.0	13.9	19.7	128.1	6	34	164	21	30	44	2	173
2055	1.88	93.8	87.0	4	8.2	16.5	14.1	20.1	150.1	6	30	167	21	31	45	2	176
2056	1.92	92.2	85.2	0	0.0	0.0	13.4	20.5	143.5	5	27	163	22	32	46	2	173
2057	1.96	94.0	86.9	0	0.0	0.0	13.7	20.9	138.4	5	23	167	22	32	47	2	176
2058	2.00	95.9	88.7	0	0.0	0.0	13.9	21.3	130.8	4	19	170	23	33	48	3	180
2059	2.04	97.8	90.5	0	0.0	0.0	14.2	21.7	123.5	4	16	173	23	33	49	3	183
2060	2.08	92.3	84.7	0	0.0	0.0	13.4	22.2	116.9	3	14	161	24	34	50	2	172
2061	2.12	94.1	86.4	0	0.0	0.0	13.6	22.6	113.0	3	12	164	24	35	51	2	176
2062	2.16	92.1	84.2	0	0.0	0.0	13.3	23.1	109.7	3	11	159	25	36	52	2	171
2063	2.21	93.9	85.9	0	0.0	0.0	13.6	23.5	101.3	2	10	162	25	36	53	2	175
2064	2.25	95.8	87.6	0	0.0	0.0	13.9	24.0	94.0	2	9	165	26	37	54	3	178
2065	2.30	97.7	89.4	0	0.0	0.0	14.2	24.5	84.6	2	8	135	21	26	44	3	164
2066	2.34	99.7	91.2	0	0.0	0.0	14.4	25.0	74.7	1	7	137	21	27	45	3	167
2067	2.39	93.0	84.4	0	0.0	0.0	12.8	25.5	62.5	1	6	125	22	27	46	2	155
2068	2.44	90.5	81.6	0	0.0	0.0	12.4	26.0	50.5	1	5	120	22	28	47	2	150
2069	2.49	87.8	78.8	0	0.0	0.0	12.0	26.5	45.1	1	5	101	20	24	42	2	129
Итого		3 522.3	3 256.2	127	245.2	483.5	529.9	572.7	5 108.6	289	971.46	6 393.96	579.56	1 197.64	1 780.26	94.27	6 575.38



продолжение таблицы 4.2.3

Год	Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции			Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс.долл	Расходы периода			Расходы по реализации			Налоги и платежи, входящие в расходы периода	
	НДПИ, тыс. долл.	Налог на имущество, тыс. долл.	Налоги от ФОТ ППП, тыс.долл			Общеадминистративные расходы, тыс. долл.	ФОТ АУП, тыс. долл.	Страхование сотрудников АУП, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефти на экспорт, тыс. долл.	Затраты на транспортировку нефтивнутренний рынок, тыс. долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Налоги от ФОТ АУП, тыс.долл
<i>I</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>
2023	170	22	20	131	212	17	22.1	0.07	115.4	16.8	425.8	596	9
2024	271	20	20	152	311	17	22.6	0.10	183.2	26.6	662.9	946	9
2025	551	24	21	238	596	18	23	0.19	373	54	1 393	2 129	9
2026	1 248	28	26	350	1 302	18	31	0.26	845	123	3 092	4 820	12
2027	1 431	31	27	369	1 489	18	32	0.29	969	141	3 999	5 530	13
2028	1 566	39	43	444	1 649	19	49	0.32	1 060	154	4 290	6 051	19
2029	1 605	61	52	624	1 718	19	58	0.38	1 087	158	4 310	6 201	23
2030	1 423	51	53	555	1 526	20	59	0.39	963	140	3 746	5 759	23
2031	1 382	42	54	589	1 478	20	61	0.39	936	136	3 568	5 594	24
2032	1 239	34	55	586	1 328	20	62	0.40	839	122	3 544	5 014	24
2033	1 066	29	56	581	1 151	21	63	0.41	721	105	2 988	4 312	25
2034	966	25	57	603	1 048	21	64	0.42	654	95	2 656	4 087	25
2035	809	21	58	578	889	22	66	0.43	547	80	2 180	3 422	26
2036	994	20	59	700	1 073	22	67	0.44	673	98	2 930	4 206	26
2037	859	17	61	614	936	22	68	0.44	581	84	2 481	3 632	27
2038	947	15	62	682	1 024	23	70	0.45	641	93	2 683	4 355	27
2039	1 143	15	61	765	1 218	23	68	0.45	773	112	3 174	5 255	27
2040	1 051	13	62	682	1 126	24	70	0.45	711	103	3 158	4 833	27
2041	987	11	63	681	1 062	24	71	0.46	668	97	2 909	4 541	28
2042	1 172	11	65	741	1 247	25	73	0.47	794	115	3 386	5 607	29
2043	1 230	10	66	795	1 306	25	74	0.48	832	121	3 482	5 881	29
2044	1 116	10	67	791	1 193	26	75	0.49	755	110	3 407	5 337	30
2045	1 029	9	68	774	1 106	26	77	0.50	696	101	3 079	5 109	30
2046	848	7	70	734	925	27	79	0.51	574	83	2 489	4 211	31
2047	865	7	71	758	943	27	80	0.52	586	85	2 701	4 296	32
2048	881	7	73	795	960	28	82	0.53	596	87	2 697	4 375	32
2049	1 121	7	74	888	1 203	29	83	0.54	759	110	3 365	5 980	33
2050	1 009	6	76	811	1 091	29	85	0.55	683	99	3 201	5 380	33
2051	1 054	6	77	854	1 137	30	87	0.57	713	104	3 278	5 620	34
2052	956	5	76	809	1 037	30	85	0.56	647	94	2 916	5 276	34
2053	868	4	77	812	949	31	87	0.57	587	85	2 785	4 789	34
2054	783	4	79	814	866	31	89	0.58	530	77	2 463	4 321	35
2055	780	4	80	874	864	32	90	0.59	528	77	2 406	4 593	36
2056	700	3	79	825	782	33	89	0.58	474	69	2 259	4 118	35
2057	629	3	80	828	712	33	90	0.59	426	62	1 990	3 701	36
2058	560	2	82	830	645	34	92	0.60	379	55	1 739	3 298	36
2059	498	2	84	832	584	35	94	0.61	337	49	1 515	2 931	37
2060	443	2	79	789	523	35	88	0.58	300	44	1 321	2 608	35
2061	400	1	80	797	482	36	90	0.59	271	39	1 170	2 355	35
2062	361	1	78	780	441	37	88	0.57	245	36	1 036	2 127	35
2063	325	1	80	784	406	38	81	0.58	220	32	914	1 914	32
2064	282	1	81	788	364	38	82	0.60	190	28	775	1 656	32
2065	232	1	75	712	307	31	84	0.61	157	23	625	1 362	33
2066	183	1	76	713	259	32	86	0.62	123	18	483	1 073	34
2067	140	1	71	663	211	33	79	0.57	95	14	363	822	31
2068	111	0	68	637	180	33	77	0.56	75	11	282	651	30
2069	84	0	59	574	143	30	74	0.54	57	8	210	496	29
Итого	38 369.01	632.82	3 000.02	31 727.20	42 001.85	1 263.61	3 365.84	22.39	25 969.10	3 774.50	110 527.48	181 171.16	1 325.30

продолжение таблицы 4.2.3

Год	Всего расходы периода, тыс.долл	Всего налоги и платежи ,входящие в расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл	НИОКР, тыс.долл.	Социально- экономическое развитие региона, тыс. долл.	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Полная себестоимость нефти, долл/тонна
<i>1</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>
2023	39	1 030	132	7.25	309	1.3	1.3	1.3	1 555	19	44
2024	40	1 618	210	11.29	413	1.3	1.3	2.4	2 347	14	38
2025	41	3 531	427	22.55	728	1.5	1.5	1.5	4 860	11	33
2026	50	7 924	967	50.05	1 417	6	6	7	10 662	7	29
2027	51	9 542	1 110	56.29	1 586	8	8	9	12 641	7	29
2028	68	10 360	1 214	60.39	1 787	8	8	8	13 820	8	31
2029	78	10 534	1 244	1.788	1 948	13	13	13	14 238	11	33
2030	79	9 529	1 103	1.554	1 739	24	24	24	12 866	11	34
2031	81	9 185	1 072	1.480	1 743	6	6	6	12 424	12	36
2032	82	8 583	961	1.301	1 630	6	6	6	11 559	14	38
2033	84	7 325	826	1.097	1 492	6	6	6	9 986	16	41
2034	86	6 768	749	0.974	1 439	6	6	6	9 272	19	45
2035	88	5 628	627	0.800	1 293	6	6	6	7 828	22	49
2036	89	7 163	771	0.964	1 561	6	6	6	9 815	22	49
2037	91	6 140	666	0.816	1 371	7	7	8	8 469	23	51
2038	93	7 066	734	0.883	1 510	6	6	6	9 619	24	52
2039	92	8 456	886	1.044	1 744	7	7	7	11 440	22	51
2040	94	8 018	815	0.942	1 592	8	8	9	10 760	22	52
2041	96	7 477	765	0.867	1 543	7	7	7	10 104	24	54
2042	98	9 021	909	1.009	1 749	7	7	7	12 039	22	53
2043	100	9 392	953	1.038	1 850	7	7	8	12 570	23	54
2044	102	8 774	865	0.924	1 759	8	8	9	11 751	26	58
2045	104	8 218	797	0.835	1 676	8	8	9	11 025	28	61
2046	106	6 731	657	0.675	1 498	8	8	8	9 178	33	68
2047	108	7 029	671	0.675	1 537	7	7	7	9 532	34	69
2048	110	7 104	683	0.674	1 589	8	8	8	9 677	36	72
2049	112	9 378	869	0.840	1 871	8	8	9	12 476	32	68
2050	115	8 615	782	0.741	1 709	9	9	10	11 442	33	70
2051	117	8 932	817	0.759	1 788	8	8	8	11 882	34	72
2052	116	8 226	741	0.675	1 667	9	9	9	10 956	36	75
2053	118	7 608	673	0.601	1 604	8	8	8	10 186	41	81
2054	121	6 819	607	0.000	1 541	8	8	8	9 250	47	88
2055	123	7 035	605	0.000	1 602	8	8	8	9 526	51	94
2056	122	6 412	542	0.000	1 489	9	9	9	8 709	55	99
2057	124	5 727	488	0.000	1 440	8	8	8	7 904	63	109
2058	127	5 074	434	0.000	1 391	8	8	8	7 134	72	121
2059	129	4 483	386	0.000	1 348	8	8	8	6 439	83	134
2060	124	3 964	343	0.000	1 257	8	8	8	5 769	90	143
2061	127	3 560	310	0.000	1 234	8	8	8	5 299	103	159
2062	125	3 197	280	0.000	1 186	8	8	8	4 848	114	173
2063	119	2 859	252	0.000	1 155	8	8	8	4 444	129	190
2064	121	2 464	218	0.000	1 128	8	8	8	3 979	153	219
2065	116	2 021	179	0.000	1 007	8	8	8	3 359	172	243
2066	118	1 590	141	0.000	973	7	7	7	2 844	223	304
2067	112	1 216	108	0.000	884	7	7	7	2 332	276	367
2068	111	963	86	0.000	833	7	7	7	1 996	341	446
2069	104	735	65	0.000	743	6	6	6	1 641	411	533
<b>Итого</b>	<b>4 651.85</b>	<b>293 023.94</b>	<b>29 743.60</b>	<b>231.78</b>	<b>66 354</b>	<b>350.81</b>	<b>350.81</b>	<b>369.85</b>	<b>402 452</b>		

Таблица 4.2.4-Расчет чистой прибыли месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тонна нефти, \$/тонна	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2023	309	44	1 940	186	1 555	1 940	1 940	1 940	388	1 552	0	1 552
2024	413	38	3 323	176	2 347	3 323	3 323	3 323	665	2 659	0	2 659
2025	728	33	6 809	236	4 860	6 809	6 809	6 809	1 362	5 448	0	5 448
2026	1 417	29	15 992	297	10 662	15 992	15 992	15 992	3 198	12 794	0	12 794
2027	1 586	29	17 944	338	12 641	17 944	17 944	17 944	3 589	14 355	0	14 355
2028	1 787	31	19 572	443	13 820	19 572	19 572	19 572	3 914	15 658	0	15 658
2029	1 948	33	19 761	675	14 238	19 761	19 761	19 761	3 952	15 809	0	15 809
2030	1 739	34	17 282	592	12 866	17 282	17 282	17 282	3 456	13 826	0	13 826
2031	1 743	36	16 909	525	12 424	16 909	16 909	16 909	3 382	13 528	0	13 528
2032	1 630	38	14 740	465	11 559	14 740	14 740	14 740	2 948	11 792	0	11 792
2033	1 492	41	12 738	292	9 986	12 738	12 738	12 738	2 548	10 191	0	10 191
2034	1 439	45	11 340	252	9 272	11 340	11 340	11 340	2 268	9 072	0	9 072
2035	1 293	49	9 429	214	7 828	9 429	9 429	9 429	1 886	7 543	0	7 543
2036	1 561	49	11 464	197	9 815	11 464	11 464	11 464	2 293	9 171	0	9 171
2037	1 371	51	9 907	167	8 469	9 907	9 907	9 907	1 981	7 926	0	7 926
2038	1 510	52	10 690	150	9 619	10 690	10 690	10 690	2 138	8 552	0	8 552
2039	1 744	51	13 096	147	11 440	13 096	13 096	13 096	2 619	10 477	0	10 477
2040	1 592	52	11 812	129	10 760	11 812	11 812	11 812	2 362	9 450	0	9 450
2041	1 543	54	11 110	114	10 104	11 110	11 110	11 110	2 222	8 888	0	8 888
2042	1 749	53	13 180	105	12 039	13 180	13 180	13 180	2 636	10 544	0	10 544
2043	1 850	54	13 889	103	12 570	13 889	13 889	13 889	2 778	11 111	0	11 111
2044	1 759	58	12 256	97	11 751	12 256	12 256	12 256	2 451	9 805	0	9 805
2045	1 676	61	11 107	87	11 025	11 107	11 107	11 107	2 221	8 885	0	8 885
2046	1 498	68	9 064	74	9 178	9 064	9 064	9 064	1 813	7 251	0	7 251
2047	1 537	69	9 087	68	9 532	9 087	9 087	9 087	1 817	7 270	0	7 270
2048	1 589	72	9 285	67	9 677	9 285	9 285	9 285	1 857	7 428	0	7 428
2049	1 871	68	11 667	73	12 476	11 667	11 667	11 667	2 333	9 333	0	9 333
2050	1 709	70	10 283	62	11 442	10 283	10 283	10 283	2 057	8 226	0	8 226
2051	1 788	72	10 818	58	11 882	10 818	10 818	10 818	2 164	8 655	0	8 655
2052	1 667	75	9 647	49	10 956	9 647	9 647	9 647	1 929	7 718	0	7 718
2053	1 604	81	8 520	42	10 186	8 520	8 520	8 520	1 704	6 816	0	6 816
2054	1 541	88	7 628	36	9 250	7 628	7 628	7 628	1 526	6 102	0	6 102
2055	1 602	94	7 294	36	9 526	7 294	7 294	7 294	1 459	5 835	0	5 835
2056	1 489	99	6 372	30	8 709	6 372	6 372	6 372	1 274	5 098	0	5 098
2057	1 440	109	5 653	26	7 904	5 653	5 653	5 653	1 131	4 522	0	4 522
2058	1 391	121	4 948	22	7 134	4 948	4 948	4 948	990	3 958	0	3 958
2059	1 348	134	4 298	19	6 439	4 298	4 298	4 298	860	3 438	0	3 438
2060	1 257	143	3 784	16	5 769	3 784	3 784	3 784	757	3 027	0	3 027
2061	1 234	159	3 329	13	5 299	3 329	3 329	3 329	666	2 663	0	2 663
2062	1 186	173	2 945	11	4 848	2 945	2 945	2 945	589	2 356	0	2 356
2063	1 155	190	2 570	10	4 444	2 570	2 570	2 570	514	2 056	0	2 056
2064	1 128	219	2 091	8	3 979	2 091	2 091	2 091	418	1 673	0	1 673
2065	1 007	243	1 634	7	3 359	1 634	1 634	1 634	327	1 307	0	1 307
2066	973	304	1 090	6	2 844	1 090	1 090	1 090	218	872	0	872
2067	884	367	679	5	2 332	679	679	679	136	544	0	544
2068	833	446	389	4	1 996	389	389	389	78	311	0	311
2069	743	533	174	4	1 641	174	174	174	35	139	0	139
<b>Итого</b>	<b>66 354</b>	<b>5 015</b>	<b>419 542</b>	<b>6 733</b>	<b>402 452</b>	<b>419 542</b>	<b>419 542</b>	<b>419 542</b>	<b>83 908</b>	<b>335 633</b>	<b>0</b>	<b>335 633</b>

Таблица 4.2.5-Расчет потоков денежной наличности месторождения Юго-Западный Сарыбулак. Вариант I (рекомендуемый)

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2023	1 552	1 622	1 622	н/д	1 475	2023
2024	2 659	2 835	4 457	н/д	3 818	0
2025	5 448	5 232	9 689	н/д	7 748	0
2026	12 794	12 568	22 257	н/д	16 333	0
2027	14 355	14 244	36 501	н/д	25 177	0
2028	15 658	15 185	51 687	н/д	33 749	0
2029	15 809	14 616	66 302	н/д	41 249	0
2030	13 826	14 417	80 720	н/д	47 975	0
2031	13 528	14 029	94 749	н/д	53 925	0
2032	11 792	12 250	106 999	н/д	58 647	0
2033	10 191	10 483	117 482	н/д	62 322	0
2034	9 072	9 300	126 782	н/д	65 285	0
2035	7 543	7 757	134 539	н/д	67 532	0
2036	9 171	9 268	143 807	н/д	69 973	0
2037	7 926	8 093	151 901	н/д	71 910	0
2038	8 552	8 650	160 551	н/д	73 793	0
2039	10 477	10 492	171 043	н/д	75 868	0
2040	9 450	9 552	180 595	н/д	77 586	0
2041	8 888	8 975	189 570	н/д	79 054	0
2042	10 544	10 593	200 163	н/д	80 628	0
2043	11 111	11 128	211 291	н/д	82 132	0
2044	9 805	9 834	221 125	н/д	83 340	0
2045	8 885	8 943	230 067	н/д	84 339	0
2046	7 251	7 325	237 393	н/д	85 083	0
2047	7 270	7 306	244 699	н/д	85 757	0
2048	7 428	7 432	252 131	н/д	86 381	0
2049	9 333	9 299	261 429	н/д	87 090	0
2050	8 226	8 288	269 718	н/д	87 665	0
2051	8 655	8 679	278 397	н/д	88 212	0
2052	7 718	7 767	286 164	н/д	88 657	0
2053	6 816	6 858	293 022	н/д	89 014	0
2054	6 102	6 138	299 160	н/д	89 305	0
2055	5 835	5 834	304 994	н/д	89 556	0
2056	5 098	5 128	310 122	н/д	89 757	0
2057	4 522	4 548	314 670	н/д	89 919	0
2058	3 958	3 980	318 651	н/д	90 047	0
2059	3 438	3 457	322 107	н/д	90 149	0
2060	3 027	3 043	325 150	н/д	90 230	0
2061	2 663	2 676	327 827	н/д	90 295	0
2062	2 356	2 367	330 194	н/д	90 348	0
2063	2 056	2 066	332 260	н/д	90 389	0
2064	1 673	1 681	333 941	н/д	90 420	0
2065	1 307	1 314	335 255	н/д	90 442	0
2066	872	878	336 132	н/д	90 455	0
2067	544	549	336 681	н/д	90 463	0
2068	311	316	336 997	н/д	90 466	0
2069	139	143	337 140	н/д	90 468	0
2070	0	-256	336 884	н/д	90 465	0
2071	0	-298	336 586	н/д	90 463	0
2072	0	-342	336 244	н/д	90 460	0
2073	0	-392	335 852	н/д	90 457	0
Итого	335 633	335 852		0		2023

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

Полученные значения коэффициентов извлечения нефти из недр по объектам и месторождению в целом для основных вариантов разработки и их сопоставление с утвержденными ГКЗ РК, выполненными в 2019г, в отчёте «Подсчет запасов нефти, конденсата, свободного газа и растворенного газа месторождения Юго-Западный Сарыбулак по состоянию на 02.01.2019г».

Сравнение КИН показывает, что по месторождению в I, II и III расчетных вариантах разработки обеспечивается отбор 100% и более утвержденных извлекаемых запасов нефти. При этом по II варианту предусматривается разработка газоконденсатной части месторождения, при котором наблюдается достижение 100% отбора свободного газа и конденсата, КИ свободного газа и конденсата при этом составляет 0,809 доли ед. и 0,426 доли ед. соответственно. (Таблицы 4.3.2-4.3.3).

Рекомендуемый I вариант обеспечивает наиболее высокую величину экономической эффективности при наименьших капитальных вложениях по сравнению со II и III вариантами.

Таблица 4.3.1 – Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти

Объект	Запасы утвержденные			Извлекаемые запасы нефти и КИН по вариантам					
	Геол., тыс.т	Кизвл., тыс.т	КИН, д.ед.	Вариант I		Вариант II		Вариант III	
				Кизвл., тыс.т	КИН, д.ед.	Кизвл., тыс.т	КИН, д.ед.	Кизвл., тыс.т	КИН, д.ед.
I	1817	389	0,214	389,1	0,214	386,4	0,213	396,1	0,218
II	580	115	0,198	115,6	0,199	116,5	0,201	116,5	0,201
III	603	129	0,214	129,0	0,214	128,9	0,214	131,5	0,218
IV	1314	251	0,191	251,1	0,191	250,9	0,191	262,2	0,200
V	220	48	0,218	48,0	0,218	48,0	0,218	48,0	0,218
возв. I	1133,0	102	0,090	102,5	0,091	102,2	0,090	102,5	0,091
возв. II	505	87	0,172	87,1	0,173	87,1	0,172	86,8	0,172
ИТОГО	6 172	1 121	0,182	1123,7	0,182	1122,3	0,182	1143,5	0,185

Таблица 4.3.2 – Значения расчетных коэффициентов извлечения свободного газа

Объект	Запасы утвержденные			Извлекаемые запасы свободного газа и КИГ по вариантам					
	Геол., млн.м <sup>3</sup>	Кизвл., млн.м <sup>3</sup>	КИ свободного газа, д.ед.	Вариант I		Вариант II		Вариант III	
				Кизвл., млн.м <sup>3</sup>	КИ свободного газа, д.ед.	Кизвл., млн.м <sup>3</sup>	КИ свободного газа, д.ед.	Кизвл., млн.м <sup>3</sup>	КИ свободного газа, д.ед.
VI	627	502	0,800	-	-	507,3	0,809	-	-

Таблица 4.3.3 – Значения расчетных коэффициентов извлечения конденсата

Объект	Запасы утвержденные			Извлекаемые запасы конденсата и КИК по вариантам					
	Геол., тыс.т	Кизвл., тыс.т	КИК, д.ед.	Вариант I		Вариант II		Вариант III	
				Кизвл., тыс.т	КИК, д.ед.	Кизвл., тыс.т	КИК, д.ед.	Кизвл., тыс.т	КИК, д.ед.
VI	103	-	-	-	-	43,8	0,426	-	-

## 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Настоящий раздел описывает основные принципы и правила, использованные для расчета технико-экономических показателей 3-х вариантов разработки. На основе предложенных вариантов разработки и вышеуказанных допущений, в программе Excel были разработаны электронные таблицы, позволяющие вычислять поток наличности на любую дату оценки. Созданная экономическая модель учитывает следующие моменты:

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

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

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

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

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

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

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2023, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с

современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы при вычислении значения чистой приведенной стоимости исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящие из-за инфляции) изменения в структуре цен.

Сопоставление технико-экономических показателей 3-х вариантов разработки приводится в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Юго-Западный Сарыбулак.

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный
1	Период расчета, годы	2023-2069	2023-2073	2023-2068	2023-2073	2023-2068	2023-2073
2	Бурение нефтедобывающих скважин вертикальных, ед.	9	9	9	9	0	0
3	Бурение нефтедобывающих скважин наклонно-направленных, ед.	0	0	0	0	9	9
4	Бурение газодобывающих скважин вертикальных, ед.	0	0	4	4	0	0
5	Бурение/перевод нагнетательных скважин, ед.	3	3	3	3	3	3
6	Фонд скважин с начала разработки, ед.	37	37	41	41	37	37
7	Добыча жидкости, тыс.т.	5 159.06	5 250.03	5 125.80	5 250.03	5 436.93	5 578.34
8	Накопленная добычи жидкости с начала разработки, тыс.т.	5 168.36	5 259.33	5 135.10	5 259.33	5 446.23	5 587.64
9	Добыча нефти, тыс.т.	1 119.20	1 120.94	1 117.80	1 120.94	1 139.00	1 142.14
10	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1 123.72	1 125.46	1 122.33	1 125.46	1 143.53	1 146.66
11	Добыча растворенного газа, млн.м3	126.76	127.01	126.61	127.01	128.96	129.36
12	Накопленная добыча растворенного газа начала разработки, млн.м3	127.13	127.38	126.98	127.38	129.33	129.73
13	Добыча конденсата, тыс.т.	0,00	0,00	43.84	43.94	0,00	0,00
14	Накопленная добыча конденсата с начала разработки, тыс.т.	0,00	0,00	43.84	43,94	0,00	0,00
15	Добыча свободного газа, млн.м3	0,00	0,00	507.26	522.62	0,00	0,00
16	Накопленная добыча свободного газа начала разработки, млн.м3	0,00	0,00	507.26	522.62	0,00	0,00
17	Закачка воды, тыс.м3	942.22	953.35	939.03	953.35	1 137.00	1 158.44
18	Накопленная закачка воды с начала разработки, тыс.м3	942.22	953.35	939.03	953.35	1 137.00	1 158.44
19	Накопленная компенсация отбора закачкой, %	19.3	19.2	19,3	19,2	19,2	19,1
20	Суммарная продажа нефти, тыс.т.	1 099,69	1 101,41	1 098,32	1 101,41	1 119,15	1 122.24
21	Суммарная продажа конденсата, тыс.т.	0,00	0,00	43,51	43.61	0,00	0,00
22	Суммарная продажа газа, млн.м3	0,00	0,00	463,18	477.20	0,00	0,00
23	Суммарная чистая выручка от реализации товарной продукции, тыс.долл.	828 726	831 105	917 871	925 396	840 158	844 356
24	Эксплуатационные затраты, тыс. долл.	66 354	68 667	134 853	142 450	70 162	73 919
25	Средние общие затраты на 1 т нефти, долл.	59,28	61,26	120,64	127,08	61,60	64,72
26	Капитальные вложения, тыс. долл.	5 226	5 226	23 132	23 181	10 549	10 549
27	Удельные капитальные вложения, \$/т	4,67	4,66	20,69	20,67	9,26	9,23
28	Корпоративный подоходный налог, тыс. долл.	83 908	83 908	83 180	83 180	83 426	83 426
29	Налог на сверхприбыль, тыс. долл.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Налоги и платежи в бюджет, тыс.долл.	336 097	337 451	342 675	345 597	340 821	343 096
31	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, тыс. долл.	420 006	421 359	425 855	428 751	424 247	426 522
32	Поток денежной наличности подрядчика, тыс. долл.	337 140	335 852	334 030	331 015	335 199	333 366
33	Чистая приведенная стоимость подрядчика при ставке 10%, тыс. долл.	90 468	90 457	87 920	87 893	90 041	90 025
34	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	0.182	0.182	0,182	0,182	0.185	0.186
35	Коэффициент извлечения свободного газа, д. ед.	0,00	0,00	0,809	0,834	0,00	0,00
36	Коэффициент извлечения конденсата, д. ед.	0,00	0,00	0,426	0,427	0,00	0,00

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 1 варианту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак достигаются наибольшие показатели потока наличности, а также наибольший ЧПС, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта. Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным к разработке будет 1 вариант (рекомендуемый).



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

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

### **6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, и внутри скважинного оборудования**

#### ***6.1.1 Технологические условия эксплуатации добывающих скважин***

Технологические условия эксплуатации скважин определены исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин.

Настоящим «Проектом разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак» в соответствии с рекомендуемым вариантом предусматривается ввод из бурения 8 скважин: по I объекту – 2 скважины, по II объекту – 1 скважина, по III объекту – 3 скважины, IV объекту – 4 скважин.

Для скважин, вскрывающих нефтенасыщенные интервалы, условия фонтанирования (предельные забойные давления, обводненность фонтанирования) определены для подъёмников диаметром 73 мм.

Режим работы фонтанных скважин производился по аналитическому методу академика А.П. Крылова. Режим работы скважин исходит из условия разработки месторождения, при котором забойное давление больше или равно давлению насыщения.

На рисунках 6.1.1 – 6.1.4 представлены графики необходимого минимального забойного давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях в зависимости от обводненности.

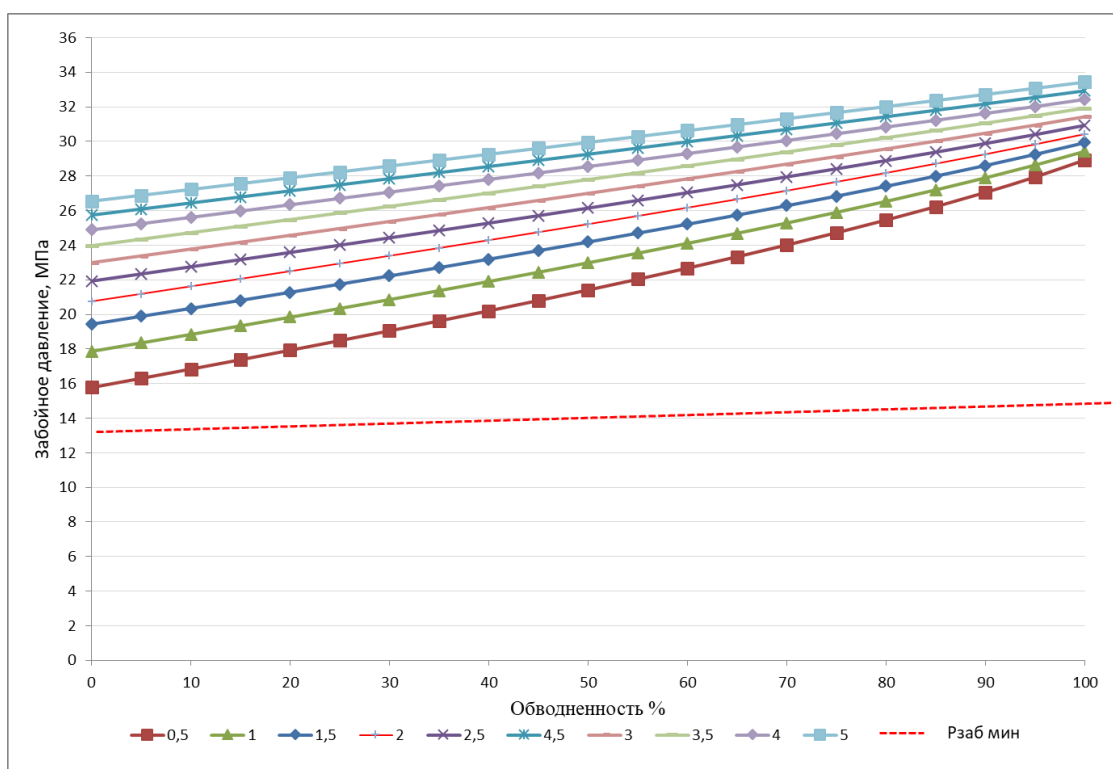


Рис. 6.1.1 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности I объекта

Как видно из рисунка 6.1.1 график по эмпирическим зависимостям забойных давлений от обводненности при различных устьевых давлениях на I объекте лежат выше предельного минимального забойного давления (показано красной пунктирной линией), при котором было бы возможно фонтанирование. Таким образом, при различных устьевых давлениях, а также обводненности на I объекте фонтанирование не представляется возможным (не хватает энергии газа).

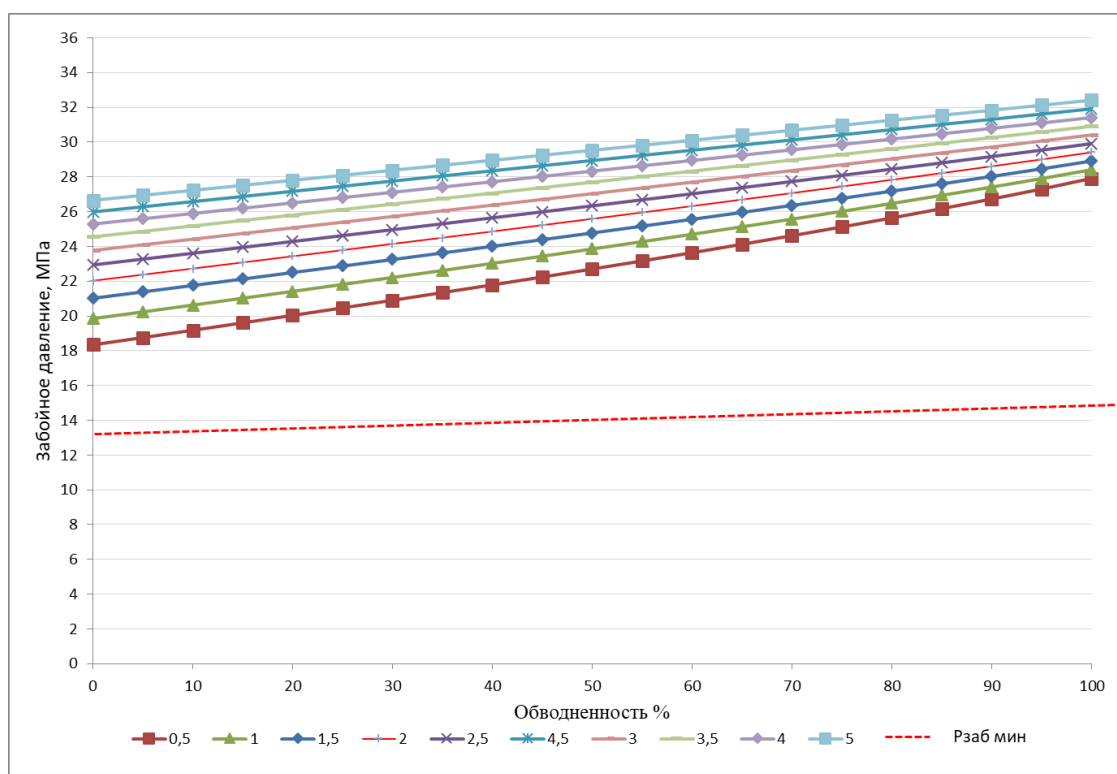


Рис. 6.1.2 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности II объекта

Как видно из рисунка 6.1.2 график по эмпирическим зависимостям забойных давлений от обводненности при различных устьевых давлениях на II объекте фонтанирование не представляется возможным.

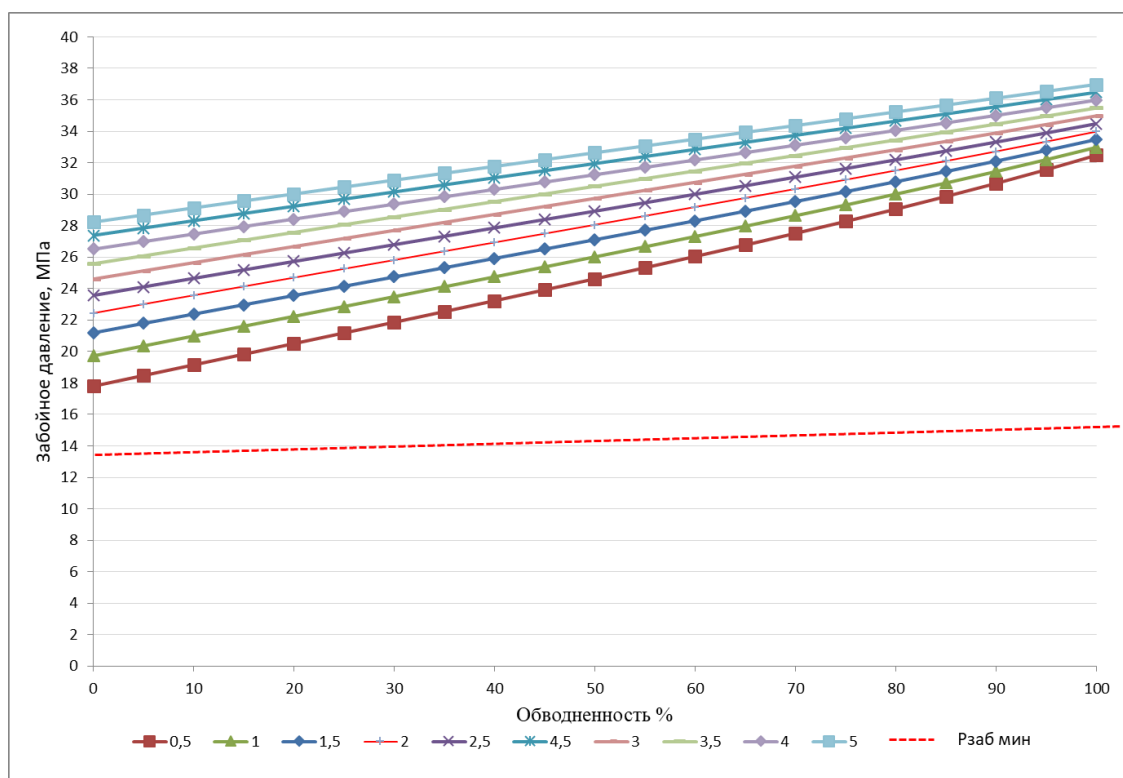


Рис. 6.1.3 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности III объекта

Как видно из рисунка 6.1.3 график по эмпирическим зависимостям забойных давлений от обводненности при различных устьевых давлениях на III объекте фонтанирование не представляется возможным.

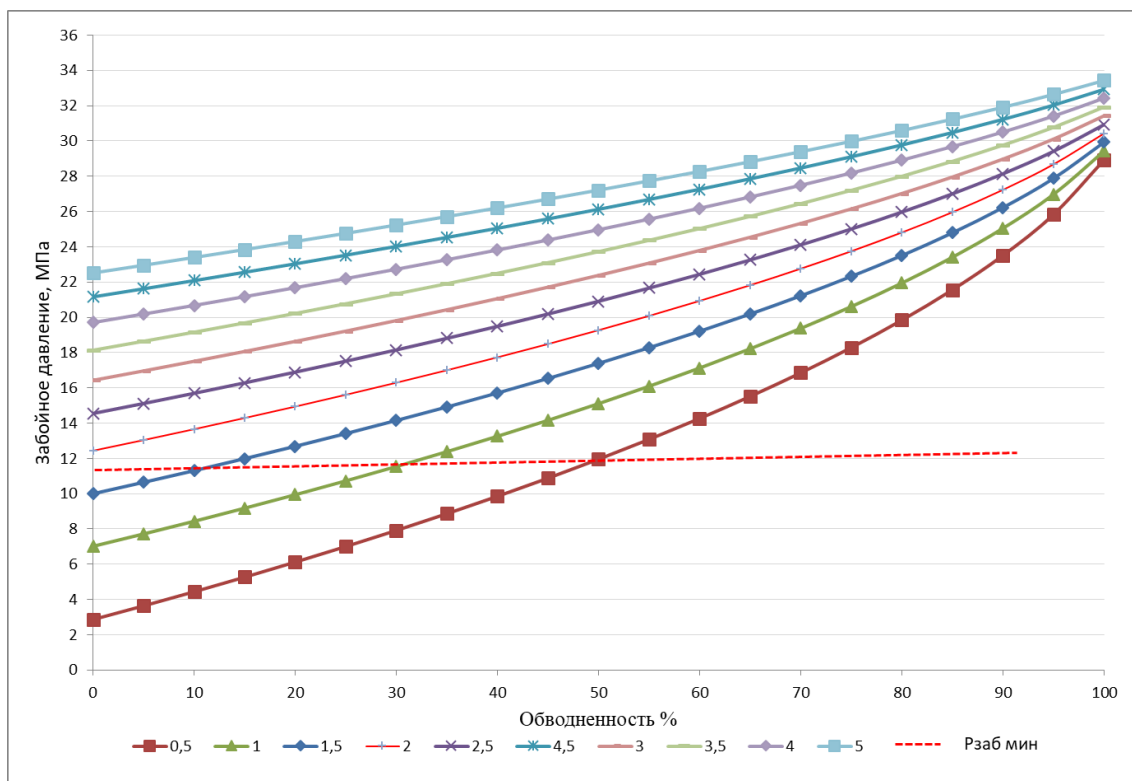


Рис. 6.1.4 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности IV объекта

Как видно из рисунка 6.1.4 график по эмпирическим зависимостям забойных давлений от обводненности при различных устьевых давлениях на IV объекте благоприятен в пределах от 2,9 до 12 МПа. При обводненности до 50%.

Так как добыча нефти при фонтанировании скважин является самым простым и идеальным способом, необходимо будет подобрать оптимальные технологические режимы работ скважин, при которых срок фонтанирования скважин будет максимальным.

Исходя из вышеуказанных условий, а также учитывая физико-химические свойства продукции и максимальное рабочее давление на устье нефтяных скважин, должна устанавливаться фонтанная арматура, рассчитанная на давление 21 МПа и рекомендуется для дальнейшего применения на месторождении. Для подъема жидкости следует применить трубы условным диаметром 73 мм.

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется применение штанговых глубинно-насосных установок (УШГН), как хорошо зарекомендовавший себя в условиях месторождения, но решение этого вопроса в каждом конкретном случае требует индивидуального подхода.

Эксплуатацию УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах ( $2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) малой и средней глубины (до 2500 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

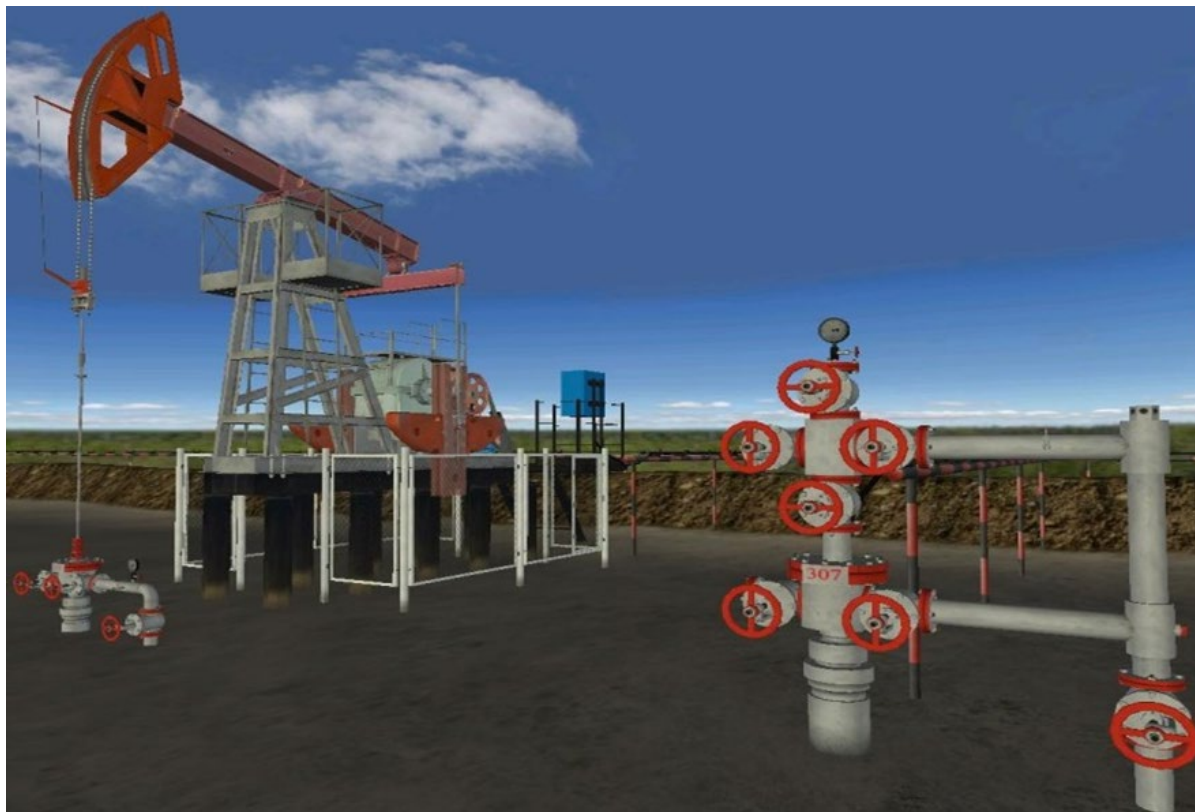


Рис. 6.1.5 – Эксплуатация УШГН



### Устьевое оборудование

Оборудование устья включает крестовик, установлена на колонной головке (ОКК), к боковым отводам присоединены краны (задвижки). На верхнем, горизонтальном фланце установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части, на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2.

Пластовая жидкость отводится в выкидную линию, которая соединяется с тройником посредством быстроразборной конструкции, состоящей из ниппеля и накидной гайки.

К особенностям рассматриваемой конструкции относится наличие шарнирного соединения, позволяющего головке вместе с уплотнением поворачиваться и самоустанавливаться по устьевому штоку. Это уменьшает радиальные составляющие усилия взаимодействия устьевого штока с вкладышами, а значит, и износ.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-6, СКД-6, СК-8 и ПШГН грузоподъемностью до 8 тонн.

В таблице 6.1.1 приведены основные параметры, рекомендуемых станков-качалок.

**Таблица 6.1.1 – Виды станков-качалок**

Тип станка-качалки	Максимальная нагрузка в точке подвеса, тонн	Ход полированного штока, м	Число качаний, в мин
СК-6	6,0	0,9 1,2 1,5 1,8 2,1	5,0 – 15,0
СКД-6	6,0	1,2 1,6 2,0 2,5 3,0	4,0 – 12,0
СК-8	8,0	1,7 2,1 2,5 3,0 3,5	5,0 – 12,0
ПШГН	8,0	1,2 1,6 2,0 2,5 3,0	2,0 – 8,5

### Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы невставного (трубного) исполнения типа НН-2Б-44, ННБП-57-30-15, что соответствует условиям эксплуатации скважин. Насосы спускаются в скважину (168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73мм, группа прочности «Д», неравнопрочные по ГОСТ 633-80.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

В таблице 6.1.2 приведена теоретическая производительность насосов, применяемых и рекомендуемых для добычи нефти на месторождении.

**Таблица 6.1.2 - Теоретическая производительность насосов**

Число качаний	Длина хода	Диаметр насоса, мм		
		44 мм	57 мм	70 мм
		м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /сут
1	2	3	4	5
4	0,9	7,9	13,2	19,9
	1,2	10,5	17,6	26,6
	1,5	13,1	22,0	33,2
	1,8	15,8	26,5	39,9
	2,1	18,4	30,9	46,5
	2,5	21,9	36,7	55,4
	3,0	26,3	44,1	66,5
5	0,9	9,8	16,5	24,9
	1,2	13,1	22,0	33,2
	1,5	16,4	27,5	41,5
	1,8	19,7	33,0	49,8
	2,1	23,0	38,5	58,1
	2,5	27,4	45,9	69,2
	3,0	32,8	55,1	83,1
6	0,9	11,8	19,8	29,9
	1,2	15,8	26,5	39,9
	1,5	19,7	33,1	49,9
	1,8	23,6	39,7	59,9
	2,1	27,6	46,3	69,8
	2,5	32,8	55,1	83,1
	3,0	39,4	66,1	99,7
7	0,9	13,8	23,1	34,8
	1,2	18,4	30,8	46,5
	1,5	23,0	38,5	58,1
	1,8	27,6	46,2	69,7
	2,1	32,2	54,0	82,0
	2,5	38,3	64,3	96,9
	3,0	46,0	77,1	116,3

Как видно из таблицы производительность применяемых и рекомендуемых диаметров штанговых глубинных насосов при длине хода от 0,9 м до 3,0 м и числе качаний от 4 до 7 имеет широкий диапазон для обеспечения проектного дебита.

Применяемая одноступенчатая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм (22 и 25 мм) является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Материал



штанг - сталь 40 нормализованная с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ и сталь 20Н2М нормализованная ГОСТ 13877-80. Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

### ***6.1.2 Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования нагнетательных скважинах***

#### ***Внутрискважинное оборудование***

Выбор внутрискважинного оборудования нагнетательных скважин основывается на технологических показателях и конкретных условиях закачки рабочего агента. Подземное оборудование нагнетательных скважин должно включать весь комплекс оборудования, которым оснащены эксплуатационные скважины.

Диаметр скважинного трубопровода (лифтовой колонны), через который рабочую среду нагнетают в пласт, определяется подачей насосных установок (максимальный темп закачки рабочего агента до 110-115 м<sup>3</sup>/сут). Исходя из этого, рекомендуется односекционная конструкция лифтовых колонн диаметром 114 мм, состоящих из труб марки стали 90 °С, прочность которых позволяет поддерживать противодавление в затрубе.

Для разобщения трубного и затрубного пространства, а также уменьшения нагрузки на колонну устанавливается извлекаемый гидравлический пакер. Под пакером располагается посадочный ниппель для установки в нём необходимого оборудования и различных приборов исследования и приборов контроля притока, а башмак НКТ оборудуется направляющей воронкой, которая служит для предотвращения обрыва кабеля во время проведения исследовательских и ремонтных работ.

#### ***Устьевое оборудование***

Нагнетательная арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин и контроля режима закачки воды или газа. Через неё проводится спуск инструментов и приборов при исследовании скважин. Типоразмер нагнетательной арматуры определяется расчётным давлением нагнетания на устье. Согласно ГОСТ 13846-2003 в качестве нагнетательной рекомендуется применять фонтанную арматуру на рабочее давление 21 МПа.

Устьевая арматура включает следующее оборудование:

- Трубная головка;
- Нижняя и верхняя центральные запорные задвижки (НФЗ, ВФЗ);

- Две задвижки боковым отводом (для нагнетаемой продукции (БЗЛНП) и для линии глушения скважины (БЗЛГ);
- Клапан для регулирования потока.

Скважинный клапан-отсекатель, верхняя центральная задвижка и задвижка бокового отвода для нагнетаемой продукции регулируются гидравлическим приводом через панель управления и при сбоях системы закрываются (при потере гидравлического давления в системе и потере сигнала контроля).

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

Основные проблемы при добыче и эксплуатации скважин на месторождении будут связаны с физико-химическими свойствами добываемой нефти.

Наличие в нефти парафина в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Понижение давления и температуры нефти при движении по стволу скважины приводит к изменению ее фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин.

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- интенсивное газовыделение;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.

Анализ добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, колонны НКТ в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности НКТ. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

С ростом скорости движения газонефтяной смеси интенсивность отложений АСПО вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно,

увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности НКТ. Дальнейший рост скорости ведет к уменьшению интенсивности отложений: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

К основным способам борьбы с отложениями парафина относится использование НКТ с гладкими защитными поверхностями. Для создания защитных поверхностей можно использовать лакокрасочные материалы (бакелитовый, эпоксидный, бакелито-эпоксидный модифицированный типа ЮЭЛ лаки).

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Использование этих мероприятий способствует улучшению фильтрационных характеристик ПЗС, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ, отмывает НКТ и скважинное оборудование от АСПО.

Можно использовать промывку горячей нефтью одновременно с работой ШСНУ. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины. С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель можно добавлять химические реагенты.

Если АСПО будут выделяться в большом количестве, то наиболее рациональной по времени является периодическая задавка ингибитора через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования.

С увеличением обводненности продукции скважин возможно изменение характера процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию, а также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые

компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов АСПО в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности. Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины целесообразно применять острый пар, вырабатываемый паропередвижными установками типа ППУА, через паро-пусковые стояки.

#### **Мероприятия по борьбе с обводненностью**

Основными возможными причинами обводнения скважин являются:

- негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;
- заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти;
- внутрислоевые перетоки воды и углеводородов;
- перемещение НВК, ГВК в процессе разработки месторождения;
- конусообразование в скважинах в результате фильтрации подошвенных и межслоевых вод.

При этом необходимо разработать комплекс мероприятий, направленных на исследование причин и источников обводненности добываемой продукции. Для обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритока и поддержания планируемых уровней добычи газа необходимо проведение лабораторных исследований по поиску изолирующих композиций и активное внедрение новых составов и технологий. Наряду с промывками водой предлагается проведение работ по закреплению слабосцементированных пород вяжущими и цементирующими веществами.

Наряду с традиционными методами как ЦПД, рекомендуется обработка призабойной зоны химреагентом «Фероклен-2» и гидролизной кислотой российского производства. Химреагент «Фероклен-2» предназначен для очистки призабойной зоны пласта и также можно применить в зависимости от состава при ремонтно-изоляционных работах. Химреагент предусматривает создание непроницаемого экрана на границе раздела нефть-вода в добывающих скважинах из высокопластичного геля, образующегося

при повышенной температуре пласта из маловязкого гелеобразующего раствора. «Фероклен-2» применяется как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах.

### **Мероприятия по борьбе с коррозией**

В рамках проекта предусматривается система ППД, согласно прогнозным показателям, наблюдается рост обводнения скважин. В связи с этим необходимо предусмотреть мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин и защиты внутренней поверхности трубопроводов от коррозии.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Специальный метод защиты от коррозии - химическое ингибирование - рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии по ряду причин особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям. От наружной коррозии обсадные колонны скважин под воздействием пластовых вод защищаются путем полного подъема цемента до устья, а также применением электрохимической защиты (катодная защита).

Для колонн НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предусматривается ингибиторная защита путем периодической подачи ингибиторов в кольцевое пространство между колонами труб.

Для защиты от коррозии трубопроводов для сбора нефти, НКТ и обсадных колонн предлагаются водорастворимые ингибиторы типа ВЖС (Россия), «Виско» (США) и известный «Бактирам - 607».

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин представлены в таблице 6.2.1.

**Таблица 6.2.1 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин**

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	Скважины с АСПО	по графику	глубинное оборудование, выкидные линии
2		Ввод ингибиторов для борьбы с коррозией и солеотложением	Все добывающие скважины, оборудование систем ПСН и ППД	добывающие скважины - по графику, оборудование систем ПСН и ППД - постоянно	Ввод ингибиторов для борьбы с коррозией и солеотложением
3		Ввод бактерицидов для борьбы с коррозией	Все высоконапорные водоводы сточной воды и нагнетательные линии системы ППД	постоянно	Ввод бактерицидов

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

#### **6.3.1 Основные требования к системе промыслового обустройства**

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схема расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами разработки...» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Технология сбора и транспорта нефти планируется осуществлять по следующей схеме: устье скважины - выкидные линии - автоматизированные групповые замерные установки АГЗУ – ВППН – нефтепровод - ЦППН Арысское.

В системе сбора нефти после подключения к нефтепроводу предусматриваются:

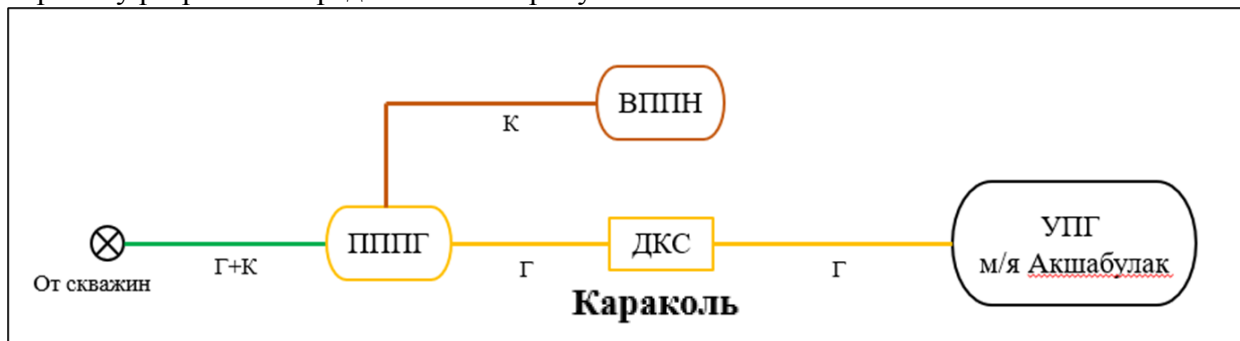
- Спутник А-40-14-400, предназначенный для периодического измерения дебитов скважин по однострунной системе сбора нефти и газа;
- Дренажная емкость объемом 63 м<sup>3</sup>;
- Автономный нефтегазовые сепараторы типа НГС-1-1,6-1200-2, предназначенные для отделения газа от продукции нефтяных скважин;
- Газовый сепаратор типа ГС1-2,5-600-2;
- Накопительные емкости объемом 50 м<sup>3</sup> РГС-50, предназначенные для временного хранения нефти;
- Насосы для перекачки нефти типа ЦНС-38-110;
- Печи подогрева нефти НУС-01, и ПП-0,63, газ на которые подается от сепараторов;
- Факельная установка для технологического неизбежного сжигания попутного газа.

Газожидкостная смесь от скважин под действием буферных давлений скважин по однострунной герметизированной системе будет поступать на АГЗУ. Далее в АГЗУ производится по скважинный замер дебитов, где продукция одной из скважин направляется на замер, а продукция остальных скважин направляется насосами из ВППН- в межпромысловый трубопровод ВПСН Сарыбулак – ЦППН Арысское. Далее подготовка нефти до товарного вида, так же утилизация сырого газа будет производиться на ЦППН-е месторождения Арысское.

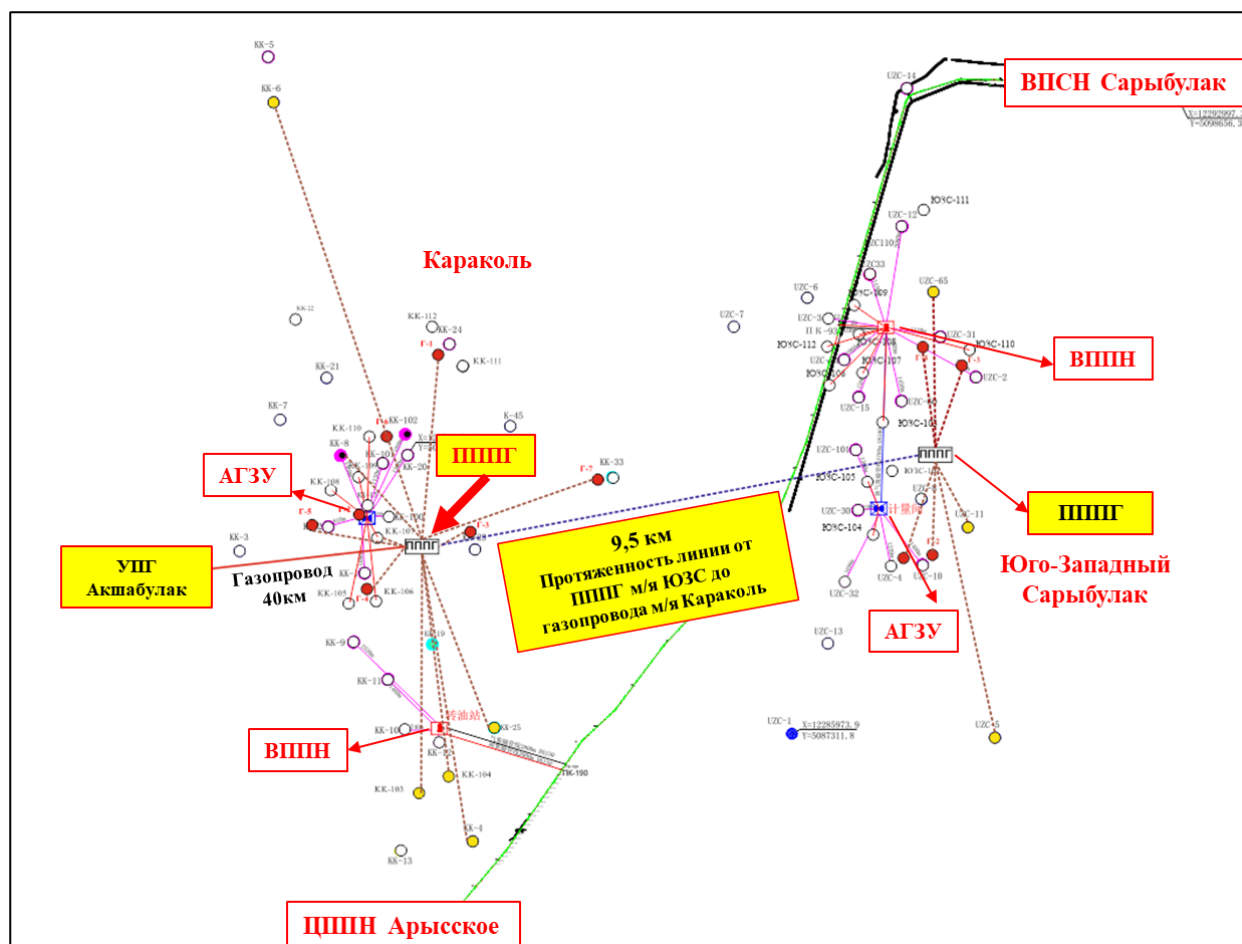
В рамках 2 варианта была предусмотрена разработка газоконденсатной части. Поток газа от газодобывающих скважин будет отправляться на Предварительный пункт подготовки газа (ПППГ) для получения свободного газа и сброса конденсата. Во избежание гидратообразования на устьях скважин в трубопровод подается метанол вместе с ингибитором коррозии. Свободный газ для дальнейшей реализации продукции

отправляется на дожимную компрессорную станцию месторождения Караколь и дальше на УПГ м/я Акшабулак, а отделившийся конденсат направляется на ВППН для дальнейшей переработки. Принципиальная блок схема представлена на рисунке 6.3.1.

Ситуационная карта месторождений Караколь и Юго-Западный Сарыбулак по 2 варианту разработки представлена на рисунке 6.3.2.

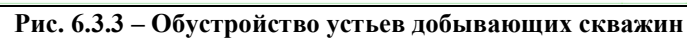


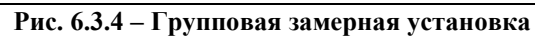
**Рис. 6.3.1 – Принципиальная блок схема сбора и транспортировки свободного газа и конденсата**

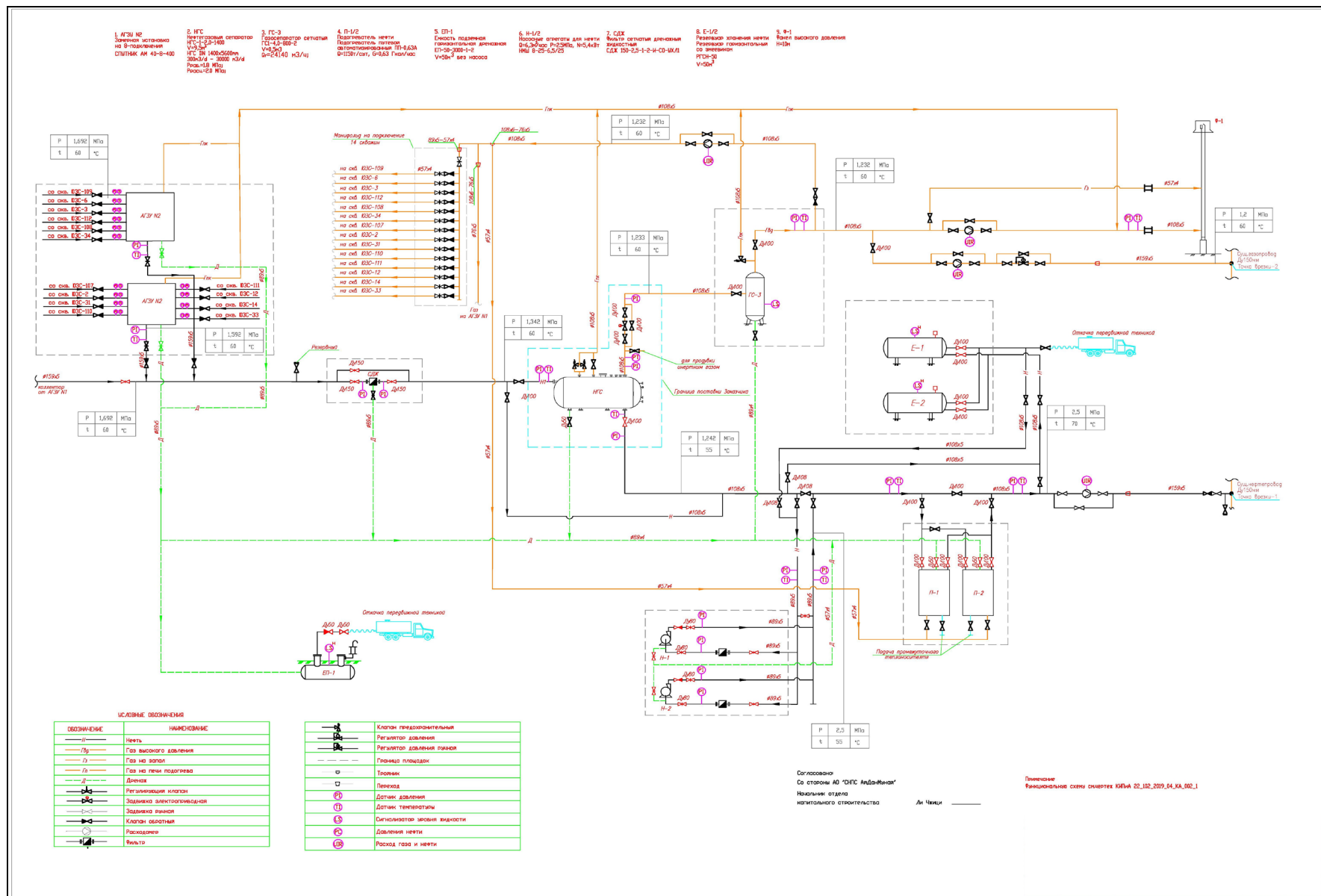


**Рис. 6.3.2 – Ситуационная карта месторождений Караколь и Юго-Западный Сарыбулак**









**Рис. 6.3.5 – Пункт подготовки нефти**

#### 6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно утвержденной «Программы развития переработки сырого газа месторождения Юго-Западный Сарыбулак на 2023-2025гг» (Протокол №1 от 12.08.2022г.) добываемый газ частично используется на собственные нужды на печи, а избыточный объем газа сжигается на факеле при пробной эксплуатации.

Представленные в таблице 6.4.1 прогнозные объемы газа на 2023-2025гг., приняты согласно технологическим показателям отчета по месторождению и утвержденных Министерством энергетики РК (Протокол №1 от 12.08.2022г.).

**Таблица 6.4.1 - Баланс добычи газа**

Год	Добыча нефти, тыс. т	Добыча газа, млн. м <sup>3</sup>	Технологические потери сырого газа, млн.м <sup>3</sup>	На собственные нужды, млн. м <sup>3</sup>		Итого на собств. нужды на м/р., млн. м <sup>3</sup>	Неизбежное сжигание, млн. м <sup>3</sup>		Итого на сжигание, млн. м <sup>3</sup>
				ПП-0,63	на газопровод		на ППР	деж. горелка	
2023	7,0	0,706	0,005	0,690	0,000	0,690	0,000	0,011	<b>0,011</b>
2024	41,2	5,132	0,038	1,541	3,542	1,541	0,000	0,011	<b>0,011</b>
2025	47,2	5,776	0,048	1,537	4,185	1,537	0,000	0,011	<b>0,011</b>

Основные направления реализации топливного газа определяются потребностями в топливном газе на собственные нужды промысла.

Утилизация попутного газа в рамках Дополнения к проекту разработки нефтяной газ будет использоваться на собственные нужды на печи подогрева НУС-01 и на печах подогрева ПП-0,63, излишки газа направляются по газопроводу на месторождение Арыское. Сжигание газа производится при ТО и ремонтных работах технологического оборудования и на дежурную горелку. При этом в рамках 2 варианта весь свободный газ будет отводиться на УПГ месторождения Акшабулак, где будет осуществляться его подготовка до товарного качества.

В таблице 6.4.2 представлена баланс добычи и использования газа.

**Таблица 6.4.2 - Баланс добычи попутного газа с учетом источников потребления газа**

№ п/п	Наименование	Годы				
		2023	2024	2025	2026	2027
1	Добыча нефти, тыс.т	7,0	10,9	21,8	48,4	54,5
2	Добыча попутного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,683	1,490	2,984	6,053	6,599
3	На собственные нужды, млн.м <sup>3</sup>	0,172	0,413	0,843	1,752	1,866
	<i>из них:</i>					
3,1	НУС-01	0,046	0,109	0,223	0,463	0,493
3,2	ПП-0,63	0,127	0,304	0,620	1,289	1,373
4	На газопровод м-я Арыское, млн.м <sup>3</sup>	0,500	1,066	2,130	4,290	4,722
5	Технологическое неизбежное сжигание	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011

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

При рассмотрении месторождения с ППД, закачку воды осуществлять по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, сероводорода, механических примесей в закачиваемую воду, при этом использовать блочные установки очистки пластовых вод, дозирочные установки подачи ингибиторов коррозии и солеотложения.

По результатам выбора водозаборной скважины, либо другого источника поступления воды для системы ППД, потребуется проведение анализа на совместимость вод – пластовой сточной и внешнего источника.

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

Закачку воды необходимо провести по закрытой системе.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Как правило, требования к качеству закачиваемой воды определяют по результатам опытной закачки, или по аналогии с месторождениями, на которых имеются объекты разработки и достаточный опыт эксплуатации системы заводнения. Исходя из требований, предъявляемых к качеству воды для заводнения пластов согласно СТ РК 1662-2007 в условиях месторождения для предварительных расчетов могут быть приняты следующие величины:

- значение 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 может быть допущено снижение фильтрационной характеристики;
- содержание нефти должно быть не более 30 мг/л;
- содержание механических примесей также не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов, т.е. не более 1 мкм;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,05 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/см<sup>2</sup>сут, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506;
- в воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать;
- не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород;
- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Обобщенный перечень оборудования для реализации запланированных показателей закачки воды нижеследующее:

- Выкидные линии;
- Расходомеры учета воды;
- Водораспределительные пункты (ВРП);
- Блок гребенки – 2 ед.;
- БКНС;
- Насосы для ППД – 3 ед. (2 рабочие, 1 резервный);
- Блок фильтров – 1 ед.;
- Дренажная емкость типа ЕПП 25-2400-1-2-К – 1 ед.;
- Установка для дозирования хим. реагентов – 1 ед.

На требования к качеству воды влияет также давление нагнетания. Давление закачки  $P_{заб}$ , принимаемое больше, чем пластовое давление  $P_{пл}$ , не должно превышать давления гидроразрыва пласта  $P_{грп}$ , т.е. давления, при котором будет происходить раскрытие трещин не только в пластах, но и в разделяющих их глинистых перемычках, т.е. должно выполняться условие:  $P_{пл} < P_{заб} < P_{грп}$ . Забойное давление нагнетательных скважин составит порядка 32,8 МПа при давлении нагнетания 19,1 МПа. С учётом характеристики основных технологических показателей разработки месторождения приведены объёмы воды для ППД (таблица 6.5.1).

Исходя из таблицы 6.5.1, видно, что объём попутно добываемой воды полностью компенсирует объём закачиваемой воды для ППД.

**Таблица 6.5.1 – Объёмы воды для ППД**

Годы	Попутно добываемая вода, тыс. м <sup>3</sup>	Годовая закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	Не достающий объём воды, тыс. м <sup>3</sup>	Объём закачки за сутки, м <sup>3</sup> /сут
1	2	3	4	5
2023	3,7	0,0	-	-
2024	9,8	0,0	-	-
2025	28,0	0,0	-	-
2026	35,5	0,0	-	-
2027	44,0	0,0	-	-
2028	70,7	0,0	-	-
2029	90,5	0,0	-	-
2030	95,5	0,0	-	-
2031	110,8	0,0	-	-
2032	122,7	11,6	-	-
2033	121,5	10,8	-	-
2034	118,2	13,0	-	-
2035	113,3	11,7	-	-
2036	106,4	21,6	-	-
2037	105,9	19,3	-	-
2038	119,2	30,3	-	-
2039	101,5	33,8	-	-
2040	97,5	30,3	-	-
2041	99,9	27,4	-	-
2042	104,3	36,9	-	-
2043	102,4	46,7	-	-
2044	104,3	64,5	-	-
2045	111,0	62,8	-	-
2046	107,2	52,0	-	-
2047	109,9	43,3	-	-
2048	110,7	35,2	-	-
2049	124,4	49,1	-	-
2050	121,1	45,0	-	-
2051	144,4	41,3	-	-
2052	141,3	37,2	-	-
2053	138,4	33,8	-	-
2054	136,6	29,4	-	-
2055	134,9	25,5	-	-
2056	127,4	22,2	-	-
2057	119,4	18,5	-	-
2058	109,7	15,2	-	-
2059	101,5	12,5	-	-
2060	94,8	10,5	-	-

Годы	Попутно добываемая вода, тыс. м <sup>3</sup> .	Годовая закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	Не достающий объем воды, тыс. м <sup>3</sup> .	Объем закачки за сутки, м <sup>3</sup> /сут
2061	89,2	9,1	-	-
2062	83,8	7,9	-	-
2063	79,2	7,1	-	-
2064	75,1	6,1	-	-
2065	71,9	5,3	-	-
2066	69,1	4,7	-	-
2067	67,2	4,0	-	-
2068	65,3	3,4	-	-
2069	63,4	3,2	-	-

### **6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения**

Согласно утвержденному варианту разработки, является вариант, предполагающий поддержание пластового давления путем закачки воды.

В данном Дополнении к проекту разработки согласно рекомендуемому варианту разработки рассмотрен вариант, предусматривающий разработку залежей месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки воды.

В связи с этим, из-за возможной слабой приемистости нагнетательных скважин, при нагнетании воды должны выполняться следующие требования:

- в связи со слабой приемистостью обеспечить плавное нагнетание;
- для защиты от прорыва воды обеспечить, чтобы давление нагнетания было ниже давления разрыва пласта.



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

В данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Конкретные технические решения при строительстве скважин должны быть разработаны в рабочих проектах на строительство скважин с учетом опыта строительства скважин и горно-геологических условий и в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан» (далее по тексту «Требование...») и «Единых Правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых в Республике Казахстан».

### 7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин

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

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза. Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами.

На основе опыта бурения нефтяных скважин месторождения принимается нижеследующие конструкции скважин, приведенные в таблице 7.1.1-7.1.2:

*Для скважин глубиной до 2800м:*

Направление  $\varnothing 530 \text{ мм} \times 15 \text{ м}$ , устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. ВПЦ до устья.

Кондуктор  $\varnothing 339,7 \text{ мм} \times 150 \text{ м}$ , устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений, склонных к обвалам стенок скважины, водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. ВПЦ до устья.

Промежуточная колонна  $\varnothing 244,5 \text{ мм} \times 1200 \text{ м}$ , устанавливается для перекрытия неустойчивых отложений и снижению репрессии на пласт, минимизации зон

кольматации, а также с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. ВПЦ до устья.

Эксплуатационная колонна  $\varnothing 168,3$  мм  $\times$  2800м, устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. ВПЦ 1000м от устья.

Для скважин глубиной до 3200м:

Направление  $\varnothing 530$  мм  $\times$  15 м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. ВПЦ до устья.

Кондуктор  $\varnothing 339,7$  мм  $\times$  150м, устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений, склонных к обвалам стенок скважины, водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. ВПЦ до устья.

Промежуточная колонна  $\varnothing 244,5$  мм  $\times$  1500м, устанавливается для перекрытия неустойчивых отложений и снижению репрессии на пласт, минимизации зон кольматации, а также с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. ВПЦ до устья.

Эксплуатационная колонна  $\varnothing 168,3$  мм  $\times$  3200м, устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. ВПЦ 1300м от устья.

**Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 2800м**

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
Шахтовая направление	660,4	530	15	до устья
Кондуктор	444,5	339,7	150	до устья
Промежуточная колонна	311,2	244,5	1200	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2800	1000м от устья

**Таблица 7.1.2 - Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 3200м**

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
Шахтовая направление	660,4	530	15	до устья
Кондуктор	444,5	339,7	150	до устья
Промежуточная колонна	311,2	244,5	1500	1300м от устья.
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	3200	до устья

Вышеуказанные конструкции скважин должны предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн на глубину до 2500/3200м и быть с достаточно высокой транспортабельностью и монтажеспособной.

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для приготовления, 4-х ступенчатой очисткой, а именно виброситами, пескоилоотделителями, центрифуги и дегазаторами (газосепаратор). В зимнее время предусматривается оснащение электрическими обогревателями, которые питаются от дизель-электрической станции. Буровые насосы, входящие в комплект вышеназванных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим бурения.

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

Способ и режим бурения скважин на месторождении выбираются исходя из геологических условий, проектной глубины, ожидаемых пластовых давлений, а также опыта бурения разведочных и эксплуатационных скважин в данном регионе.

Бурильные трубы и УБТ выбираются с учетом сложившейся практики работы. Выбор и расчеты должны производиться в соответствии с «Инструкцией по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин» РД-39-2-411-80.

Для бурения скважин для мягких и средних пород будут применяться трехшарошечные долота различными диаметрами соответствующие конструкциям скважин, центральной и боковой гидромониторной промывкой, опоры, которых изготавливаются на подшипниках качения.

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глин;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;

- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми.

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

Продолжительность цикла строительства скважин представлены в таблицах 7.1.3 - 7.1.4. Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86 [16]. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин составила 146 сут. (глубиной 2800м) и 168 сут. (глубиной 3200м).

**Таблица 7.1.3 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 2800м**

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	4
Бурение и крепление скважины	45
Испытание	92
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	146

**Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 3200м**

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	4
Бурение и крепление скважины	67
Испытание	92
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	168

**Рекомендации по улучшению качества цементирования:**

Выбор технологии цементирования для крепления скважин месторождения проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных скважин.

В соответствие с конструкцией скважин, цементирование скважин следует проводить по следующей схеме:

- Высота подъема цемента – до устья.
- Тип цемента: API-10A HSP класс «G».
- Плотность цементного раствора: 1,50-1,90 г/см<sup>3</sup>.
- Буферная жидкость – вода.
- Водоотдача: <4-6 см<sup>3</sup>/30 мин.
- Добавки: облегчающая добавка (микросферы, метасиликат натрия, бентонит или др.), ускоритель схватывания (CaCl<sub>2</sub>), пеногаситель.

Комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами.

Для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным и улучшения качества цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

*Подготовка ствола скважины:*

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

*Технологическая оснастка обсадных колонн:*

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

*Технология и способ цементирования обсадных колонн:*

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;
- расхаживание и (или) вращение обсадной колонны для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов;
- тампонажные растворы и материалы;
- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента с повышенной сульфатостойкостью;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;

использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, диспергаторы, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

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

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех гипотетических ситуаций, которые базируются на геологической информации месторождения Юго-Западный Сарыбулак.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, как проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважины, так и другие: осыпи и обвалы стенок скважины; наличие в разрезе текучих пород (соленосной толщи); нефтегазопроявления; наличие прихватоопасных зон.

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

- низкое содержание в них твердой фазы;

- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств пласта и недопущения закупорки его, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Вскрытие продуктивных пластов осуществляют с репрессией на пласт, т.е. созданием на него давления бурового раствора большего, чем давление в пласте. Если давление бурового раствора будет меньше давления в пласте, то нефть и газ начнут поступать в скважину. Это может привести к возникновению нерегулируемого фонтанирования.

На скважинах при бурении под эксплуатационную колонну применяли полимерный буровой раствор плотностью 1,18-1,22 г/см<sup>3</sup>.

Конкретная рецептура бурового раствора и его параметры, режимы вскрытия выбираются при разработке технического проекта на строительство скважин на основе действующей нормативно – технической документации с учетом накопленного опыта в этой области. При этом для снижения степени воздействия фильтра бурового раствора на призабойную зону пласта необходимо плотность бурового раствора поддерживать в пределах, установленных в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли», т.е. более чем на 4-7% превышать коэффициент аномальности текущих пластовых давлений. Реологические параметры буровых растворов должны быть минимально – допустимыми.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) необходимо прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве (1,5 ÷ 2) м<sup>3</sup>.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

### ***Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости***

В основе всех способов освоения лежит уменьшение давления столба жидкости в скважине ниже пластового и создание депрессии, достаточной для преодоления сопротивлений фильтрации пластовой жидкости к скважине. Уменьшить противодействие на продуктивный пласт можно снижением плотности и уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Величину депрессии для получения притока выбирают в зависимости от типа коллектора, вида пластовой жидкости, устойчивости коллектора и коллекторских свойств пласта.

Существует несколько способов вызова притока из пласта. Если коэффициент аномальности пластового давления существенно больше единицы, коллекторские свойства пласта хорошие и приствольная зона загрязнена мало, часто бывает достаточно заменить промывочную жидкость, которой была заполнена колонна накануне перфорации, на воду либо нефть. В тех же случаях, когда коэффициент аномальности пластового давления не превышает единицы, коллекторские свойства плохие или приствольная зона продуктивного пласта сильно загрязнена в период бурения, цементировки и перфорации, для получения притока приходится не только заменять промывочную жидкость на воду или нефть, но также аэрировать воду либо снижать уровень воды в обсадной колонне. Заменять промывочную жидкость на воду рекомендуется постепенно.

Подъемным лифтом при опробовании во всех скважинах служили 73 мм насосно-компрессорные трубы, нижняя часть которых оборудована воронкой 110 мм, устье скважины – фонтанной арматурой. Вызов притока пластового флюида осуществлялся различными методами: сваби́рованием или аэризацией, заменой глинистого раствора (рассола) на техническую воду, промывкой скважины нефтью. После получения притока флюида из пласта производилась очистка скважины на 7-10 мм штуцерах. Показателем качественной очистки являлось отсутствие в продукции фильтрата бурового раствора и твердых частиц.

В зависимости от полученного притока пластового флюида проводился соответствующий комплекс исследований.

В случае получения фонтанирующего притока нефти, после очистки скважин, исследовательские работы необходимо начинать с замера начального пластового давления, пластовой температуры глубинными манометрами. В период замера рост давления регистрировать показаниями устьевых манометров через 3-10 мин. вначале и 30-60 мин. в конце. Давление считалось восстановленным, когда показания повторяются три раза в пределах погрешности манометра. После восстановления давления производится



замер градиента давления по стволу через каждые 50 м. с выдержкой в каждой точке по одному часу. При необходимости отбора глубинной пробы из объекта, скважину необходимо переводить на 1,5-2 мм штуцер и производить отбор глубинной пробы. Затем исследование производить методом установившихся отборов на 3-5 режимах и после максимального режима, скважину закрывать для снятия КВД с постоянной регистрацией давления на забое и на устье до выхода на статическое положение.

В случае получения не фонтанирующих притоков нефти или воды исследования необходимо проводить методом прослеживания уровня. Состав жидкости по стволу при прослеживании уровня контролируется постоянным отбором по стволу с помощью желонки.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить поверхностно-активные вещества (ПАВ)

В процессе освоения производились гидродинамические исследования:

- а) запись КВД;
- б) отбор глубинных проб;
- в) замер пластовой температуры и давления.