Товарищество с ограниченной ответственностью
«IC PETROLEUM»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Каспиан Энерджи Ресерч»

Экз__

«УТВЕРЖДАЮ»:

Заместитель директора
по производству
ТОО «ICPETROLEUM»

_____ Айшуак К.А.
«01» 08 2021г.

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАТЮБЕ

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» **Джамикешов А.М.**

г. Атырау, 2021г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Заместитель начальника отдела геология, подсчета запасов и интерпретации данных ГИС _____ Тасмагамбетова Г.А.	Введение, гл. 2, 4, 8, 10, 11,
Начальник отдела разработки _____Халидуллина А.Л.	Раздел 3.5, глава 9, кн.2 ТЭО КИН
Ведущий экономист отдела анализа и проектирования разработки _____Кенжалиева З.И.	Раздел гл. 2, 5, 3,
Инженер эколог отдела по проектам ООС _____Тлеугожина М.С.	Глава 10
Начальник отдела проектирования строительства скважин _____ Умбетов Е.К.	Раздел гл. 7, 13,
Техник отдела разработки _____Саматова А.Б.	Техническое оформление графических приложений, оформление рисунков к тексту, формирование текста отчета

Нормоконтролёр: Саматова А.Б.

ОГЛАВЛЕНИЕ
КНИГА 1. Текст

п/№	№ глав	Наименование	Стр.
1	2	3	4
	РЕФЕРАТ		11
	ВВЕДЕНИЕ		15
1	**1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**		16
2	**2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ**		19
	2.1	Краткая характеристика геологического строения	19
	2.1.1	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения	19
	2.1.2	Тектоника	22
	2.1.3	Нефтегазоносность	29
	2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности	46
	2.3	Состав и свойства нефти, газа воды	55
	2.4	Физико-гидродинамические характеристики	75
	2.5	Запасы нефти и газа	80
3	**3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**		94
	3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	94
	3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	108
	3.2.1	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	108
	3.2.2	Анализ выработки запасов нефти из пластов	115
	3.2.3	Анализ эффективности реализуемой системы разработки	115
	3.2.4	Энергетическое состояние разработки месторождения	116
	3.3	**Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов**	116
	3.3.1	Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	116
	3.3.2	Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки	118
	3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	119
	3.4.1	Обоснование выделения объектов разработки	119
	3.4.2	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	122
	3.4.3	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	125
	3.4.4	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения	127
1	2	3	4
	3.4.5	Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	129

	3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей разработки	129
4	**4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**		132
	4.1	Технологические показатели вариантов разработки	132
	4.2	Экономические показатели вариантов разработки	141
	4.2.1	Общие положения	141
	4.2.2	Доходы по проекту	142
	4.2.3	Капитальные вложения	142
	4.2.4	Эксплуатационные затраты	147
	4.2.5	Налоговая система	152
	4.2.6	Показатели экономической оценки вариантов разработки	154
	4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр	156
5	**5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**		157
6	**6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**		159
	6.1	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	159
	6.1.1	Обоснование условий фонтанирования	159
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	164
	6.3	Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	169
	6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	171
	6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	171
7	**7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**		176
	7.1	Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ	176
	7.2	Выполнение требований к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	177
8	**8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**		179
9	**9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**		183
10	**10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**		192
	10.1	Характеристика воздействия на геологическую среду	192
	10.2	Охрана недр при разработке месторождений	193
	10.3	Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	194
	10.3.1	Обоснование размера санитарно-защитной зоны	194
	10.3.2	Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения	195
	10.4	Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	196
	10.5	Почвы	196
	10.6	Растительный покров	197
	10.7	Животный мир	197

1	2	3	4
	10.8	Производственные отходы предприятия	198
	10.8.1	Мероприятия, направленные на снижение влияния отходов на окружающую среду	199
	10.9	Радиационная безопасность	200
11	**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**		203
12	**ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**		205
13	**РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**		207
	13.1	Объемы и этапы ликвидационных работ	207
	13.2	Расчет затрат на ликвидацию скважин	208
	13.3	Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства	210
	13.4	Расчет рекультивации земли	211
	13.5	Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения	212
	13.6	Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	213
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ		216
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ		217

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ табл.	Наименование	Стр.
1	2.1.3	Геолого-физическая характеристика горизонтов	44
2	2.2.1	Характеристика толщин по горизонтам	51
3	2.2.2	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)	54
4	2.3.1.1	Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	60
5	2.3.2	Свойства пластовой нефти	65
6	2.3.3	Компонентный состав и свойства растворенного газа	70
7	2.5	Подсчет запасов нефти месторождения Каратюбе по состоянию изученности на 01.07.2021г.	81
8	3.1.1	Результаты исследования скважин	95
9	3.1.2	Результаты исследования пластов и скважин месторождения Каратюбе	104
10	3.1.3	Результаты гидродинамических исследований при опробовании скважин	105
11	3.2.1	Характеристика фонда скважин месторождения Каратюбе по состоянию изученности на 01.07.2021 г.	110
12	3.2.1	Характеристика фонда скважин на 01.01.2008г.	111
13	3.2.3	Динамика фактических показателей разработки месторождения Каратюбе (на 01.01.2008г.)	113
15	3.2.4	Динамика фактических показателей разработки горизонта IV-J_1 месторождения Каратюбе (на 01.01.2008г.)	114
16	3.2.5	Динамика фактических показателей разработки горизонта Т-II месторождения Каратюбе (на 01.01.2008г.)	114

1	2	3	4
17	3.2.6	Динамика фактических показателей разработки горизонта P_2-1 месторождения Каратюбе(на 01.01.2008г.)	115
18	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки.	121
19	3.5.1	Технико-экономические нормативы расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат	131
20	3.5.2	Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	131
21	4.1.1	Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3. Месторождение Каратюбе	134
22	4.1.2	Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3. Месторождение Каратюбе	135
23	4.1.3	Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект I	136
24	4.1.4	Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект I	137
25	4.1.5	Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект II	138
26	4.1.6	Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект II	139
27	4.1.7	Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект III(возвртаный)	140
28	4.1.8	Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3. III(возвртаный)	140
29	4.2.1	Доход от реализации проекта по 3 варианту	144
30	4.2.2	Капитальные вложения по 3 варианту	145
31	4.2.3	Эксплуатационные затраты по 3 варианту	149
32	4.2.4	Доход Государства от реализации проекта	153
33	4.2.5	Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности	155
34	5.1	Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения	158
35	7.1	Конструкции скважин	177
36	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по рекомендуемому варианту разработки 3	180
37	9.1	Рекомендуемый комплекс исследовательских работ	189
38	13.3.1	Перечень и предполагаемая стоимость объектов обустройства	210
39	13.5.1	Расчет общей массы металлолома	212
40	13.6.1	Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	213
41	13.6.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на месторождения Каратюбе по годам	214

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№ табл.	Наименование	Стр.
1	1.1	Обзорная карта района	18
2	2.1.	Схема тектонического районирования надсолевого комплекса восточной прибортовой зоны	28
3	6.1.1	Система винтового насоса	162
4	6.3.1(а)	Принципиальные временная технологические схемы сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти, схема транспортировки нефти м-я Каратюбе	174
5	6.3.1(б)	Принципиальные рекомендуемые технологические схемы сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти, схема транспортировки нефти м-я Каратюбе	175

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№ табл.	Наименование	Стр.
1	4.2.4	Расчет капитальных вложений по варианту 1	218
2	4.2.5	Расчет капитальных вложений по варианту 3	219
3	4.2.6	Расчет капитальных вложений по варианту 4	220
4	4.2.7	Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1	221
5	4.2.8	Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1	221
6	4.2.9	Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1	222
7	4.2.10	Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3	222
8	4.2.11	Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 3	223
9	4.2.12	Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 3	223
10	4.2.13	Расчет эксплуатационных затрат по варианту 4	224
11	4.2.14	Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 4	224
12	4.2.15	Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 4	225
13	4.2.16	Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1	225
14	4.2.17	Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 3	226
15	4.2.18	Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 4	227
16	4.2.19	Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1	228
17	4.2.20	Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 3	229
18	4.2.21	Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 4	230

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ № п/п	Наименование приложения	№№ прил.	№ № листа	Масштаб	Степень секретности прил.
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	Геологический профиль по линии I-I (Г-31, 329, 304, 307, 332, 310)	1	1	г.1:5000 в. 1:2500	н/с
2	Геологический профиль по линии II-II (Г-14, 317, 315, 302, 321, 1-КН, Г-38, 307, 306-А, Г-3)	2	1	г.1:5000 в. 1:2000	н/с
3	Геолого-литологический профиль по линии I-I (Г-31, 329, 304, 307, 332, 310)	3	1	г. 1: 5000 в. 1:2500	н/с
4	Подсчетный план XII а продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	4	1	1:5000	н/с
5	Подсчетный план XI^{I} br продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	5	1	1:5000	н/с
6	Подсчетный план XI br продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	6	1	1:5000	н/с
7	Подсчетный план X br продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	7	1	1:5000	н/с
8	Подсчетный план IX br продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	8	1	1:5000	н/с

9	Подсчетный план VIII br продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	9	1	1:5000	н/с
10	Подсчетный план VII g продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	10	1	1:5000	н/с
11	Подсчетный план VI -J_2 продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	11	1	1:5000	н/с
12	Подсчетный план V -J_2 продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	12	1	1:5000	н/с
13	Подсчетный план V^I -J_2 продуктивного пласта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	13	1	1:5000	н/с
14	Подсчетный план V^{II} -J_2 продуктивного пласта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	14	1	1:5000	н/с
15	Подсчетный план V^{III} -J_2 продуктивного пласта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	15	1	1:5000	н/с
16	Подсчетный план IV -J_1 продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	16	1	1:5000	н/с
17	Подсчетный план T_1 - III продуктивного горизонта	17	1	1:5000	н/с

	а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин				
18	Подсчетный план T_1 - II продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	18	1	1:5000	н/с
19	Подсчетный план I-P_2 продуктивного горизонта а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта нефтенасыщенных толщин	19	1	1:5000	н/с
20	Карта текущих отборов жидкости IV -J_1 продуктивного горизонта (01.07.2021)	20	1	1:5000	н/с
21	Карта текущих отборов жидкости T_1 - II продуктивного горизонта (01.07.2021)	21	1	1:5000	н/с
22	Карта текущих отборов жидкости I-P_2 продуктивного горизонта (01.07.2021)	22	1	1:5000	н/с
23	Карта суммарных отборов жидкости IV -J_1 продуктивного горизонта (01.07.2021)	23	1	1:5000	н/с
24	Карта суммарных отборов жидкости T_1 - II продуктивного горизонта (01.07.2021)	24	1	1:5000	н/с
25	Карта суммарных отборов жидкости I-P_2 продуктивного горизонта (01.07.2021)	25	1	1:5000	н/с
26	Схема расположения проектных и пробуренных скважин. I обьект (I, II, III варианту).	26	1	1:5000	н/с
27	Схема расположения проектных и пробуренных скважин. II обьект (I, II, III варианту).	27	1	1:5000	н/с
28	Условные обозначения	28	1	1:5000	н/с

Всего 28 граф. прил. На 28 листах, из них н/с 28.

РЕФЕРАТ

Недропользователем является юридическое лицо – ТОО «IC PETROLEUM», которое владеет Контрактом № …….. от «..» …… 20….г. на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Каратюбе до «..» …… 20… г.

Объект исследования – система разработки месторождения Каратюбе.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Каратюбе.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Каратюбе компании ТОО «IC PETROLEUM».

Нефтяное месторождение Каратюбе открыто в 1965 году по результатам глубокого поисково-разведочного бурения. Промышленные залежи нефти выявлены на юго-восточном крыле структуры в надсолевом комплексе в верхнепермских, нижнетриасовых, средне- и нижнеюрских, нижнемеловых отложениях и в подсолевом комплексе в нижнепермских отложениях.

Промышленная нефтеносность установлена в 6 продуктивных горизонтах на юго-восточном крыле месторождения: I-P_2 - в верхней перми; II-T_1, III-T_1 - в нижнем триасе; IV-J_1 - в нижней юре; V-J_2 и VI-J_2 - в средней юре, а также в грабене в 2-х продуктивных горизонтах: XI^1 - в барремских и XII - в аптских отложениях нижнего мела.

Запасы нефти месторождения Каратюбе утверждены ГКЗ СССР по состоянию на 01.01.1969г. (Протокол ГКЗ № 5709 от 25.06.1969г) по категориям В и C_1 по отдельным горизонтам на разных участках юго-восточного крыла. Протоколом ГКЗ СССР было рекомендовано провести доразведку запасов нефти категории C_1 по VI среднеюрскому горизонту в процессе разработки месторождения, а также при дальнейшей разведке принимать меры направленные на увеличение работ по скважинам, горизонтам давших слабые притоки, дебиты которых определены прослеживанием уровня.

С 2003 года, компанией ТОО «Каратюбе Интернэшнл Ойл Компани», на основании Протокола № 13 от 26 июня 2003г Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений МЭ и МР РК, с 2003г., проводило пробную эксплуатацию месторождения Каратюбе (надсолевое).

«Проект пробной эксплуатации месторождения Каратюбе (надсолевое)» выполнен по состоянию изученности месторождения на 20.03.1969г., ТОО «Горно-экономический консалтинг» (ГЭК). Срок пробной эксплуатации был установлен на 3 (три) года, с 26 июня 2003 года по 25 июня 2006 года (Протокол № 13 от 26.06.2003г)

В 2006г. составлен «Авторский надзор за пробной эксплуатации месторождения Каратобе (надсолевое)» ТОО «ГЭК» по состоянию на 01.01 2006.г Отчет также рассмотрен и утвержден ЦКР РК (протокол № 39 от 20.10.2006г). На основании авторского надзора, период пробной эксплуатации продлен до 31.12.2007года.

В период пробной эксплуатации проведены работы по расконсервированию четырех скважин и пробурены 23 разведочно-эксплуатационные скважины.

В 2006 г., ОАО «Саратовнефтегеофизика» провела работы МОГТ 3Д, с целью изучения особенностей геологического строения надсолевой, солевой и подсолевой частей разреза месторождения Каратюбе; выделения и картирования антиклинальных поднятий и других структурных форм, по надсолевым и подсолевым отложениям; прогноза коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов; изучения микро- и макротектоники в пределах резервуара месторождения; изучения особенностей резервуара месторождения для оптимального заложения разведочных и эксплуатационных скважин.

Во вновь пробуренных разведочно-эксплуатационных скважинах проведен современный комплекс ГИС, позволяющий с достаточной уверенностью выделить коллектора и определить их фильтрационно-емкостные свойства, проведены промысловые и гидродинамические исследования, изучены состав и свойства нефти в пластовых и поверхностных условиях.

По состоянию изученности на 01.11.2007г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен отчет по подсчету запасов нефти[1]..и утверждены ГКЗ РК запасы нефти.

Данный «Проект разработки месторождения Каратюбе» составлен, в соответствии с требованиями «Единых правил разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Республики Казахстан» (утвержденных постановлением Правительства РК от 18.06.96г. №745) и «Единых правил охраны недр при разработке нефтяных и газовых месторождении» (утвержденных постановлением Правительства РК от 21.07.99 г.) на основании

В 2021 г. ТОО «Каспиан Энерджи ресерч» вновь составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Каратюбе в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2021 г.)» (2), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № …..-..-У от «..» ……. 2021 г.).

Основанием для повторного составления вышеназванного отчета по пересчету запасов, как отмечают авторы, явилось ……..

ГКЗ Республики Казахстан при утверждении подсчета запасов (2) недропользователю было рекомендовано:

- для изучения динамических характеристик пород продолжить проведение специальных исследований на керне меловых отложений по определению коэффициента вытеснения нефти водой и относительной фазовой проницаемости;

- продолжить проводить гидродинамические исследования;

- предусмотреть мероприятия по доразведке участков залежи, оцененных по категории C_2, с целью перевода в промышленную категорию C_1.

Согласно «Методические рекомендации…» и «Единые правила…» рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Каратюбе, которые различаются между собой количеством проектных скважин, темпами и сроками бурения проектных скважин, режимами эксплуатации продуктивных горизонтов. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов позволила рекомендовать для реализации **вариант разработки 3**, который характеризуется наилучшими технико-экономическими показателями разработки.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования, разработана предварительная оценка воздействия на окружающую среду (предОВОС).

Составила: **А. Халидуллина**

Техническое задание

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ **«Проект разработки месторождения Каратюбе»** разработан согласно Договора № ……. от «…» сентября 2021 г. между ТОО «Каспиан Энерджи ресерч» и ТОО «IC PETROLEUM», согласно Технического задания недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г. (26), «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.) (25) и «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.) (24).

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.07.2021 г. и охватывает продуктивные горизонты верхнепермских, нижнетриасовых, юрских и меловых отложений, установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах месторождения.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный в 2021 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» совместно с отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратюбе в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2021 г.)»**, который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № ___ от «___» сентября 2021 г.).

Контрактная территория недропользователя – ТОО «IC PETROLEUM» в настоящее время находится на этапе промышленной добычи, период которого истекает «..» …… 20.. г.

После согласования проектного документа в ЦКРР и получения положительного заключения государственной экспертизы базовых проектных документов, ежегодно за процессом реализации проектного документа будет вестись авторский надзор, согласно требованиям п.п. 1), п. 2, ст. 142 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (26).

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Каратюбе географически расположено в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан (рис.1.1).

Районным центром и одновременно ближайшей железнодорожной станцией Караулкельды, является поселок Байганин, расположенный в 100 км к северо-западу от месторождения. Областной центр город Актюбе находится на расстоянии 260 км к северо-северо-востоку от Каратюбе территория мало обжитая. Ближайшими населенными пунктами являются: поселок Жаркамыс, находящийся на расстоянии 10 км к западу, на правом берегу р. Эмба и железнодорожная станция Караул-Кельды.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Акжар - 30 км, Кенкияк-120 км и Жанажол – 70 км.

Связь со всеми населенными пунктами осуществляется по грунтовым и полевым дорогам. Железнодорожная ветка Кандагаш-Атырау находится в 120 км к северо-западу от месторождения.

В орографическом отношении площадь месторождения находится в пределах Подуральского плато, располагаясь между Мугоджарскими горами на востоке и Прикаспийской неизменностью на западе.

Геоморфологически территория представляет собой слабовсхолмленную равнину, северо-восточная и юго-восточная часть которой занята обособленными столовыми возвышенностями (гряда Ширкала, бугры Шалабай, Кумкудукоба и др). Возвышенности имеют крутые, местами обрывистые склоны. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +180 до +106м.

Растительность на территории полупустынная. Повсеместно распространены полукустарники: полынь, биюргун, боялыч, жантак. В долинах рек встречаются низкорослые кусты терескена и джузгуна. В пойме р.Эмба имеются участки пырейных лугов. Из животных широко распространены волки, лисы, зайцы, сайгаки и много птицы.

Климат района резко континентальный с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Среднегодовое количество осадков составляет 180 - 200 мм. Лето жаркое, сухое. Средняя температура летом плюс +35º - +42ºС. Зима холодная, температура опускается до минус 30–40ºС.

Ветры с апреля по октябрь преимущественно западные и северо-западные, зимой преобладают восточные и северо-восточные. Преобладающая скорость ветра - 4-5 м/сек. В конце осени и зимой наблюдаются сильные ветра со скоростью до 15 м/сек.

Гидрографическая сеть района представлена рекой Эмба и ее левым притоком Шатырлысай. Вода весной пресная, но летом осолоняется. Река имеет постоянный водоток, хорошо выработанную долину, затапливаемую в период весеннего паводка. Ширина долины достигает 1,0 км при ширине русловой части 3,0-30,0 м и глубине 0,5-2,0м. Питание река получает за счет снеготаяния. Все остальные водотоки, имеющиеся на территории, пересыхающие, вода в них бывает только весной.

На расстоянии 75 км от месторождения проходит нефтепровод Атырау-Орск.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью, строительными материалами: песком, глиной.

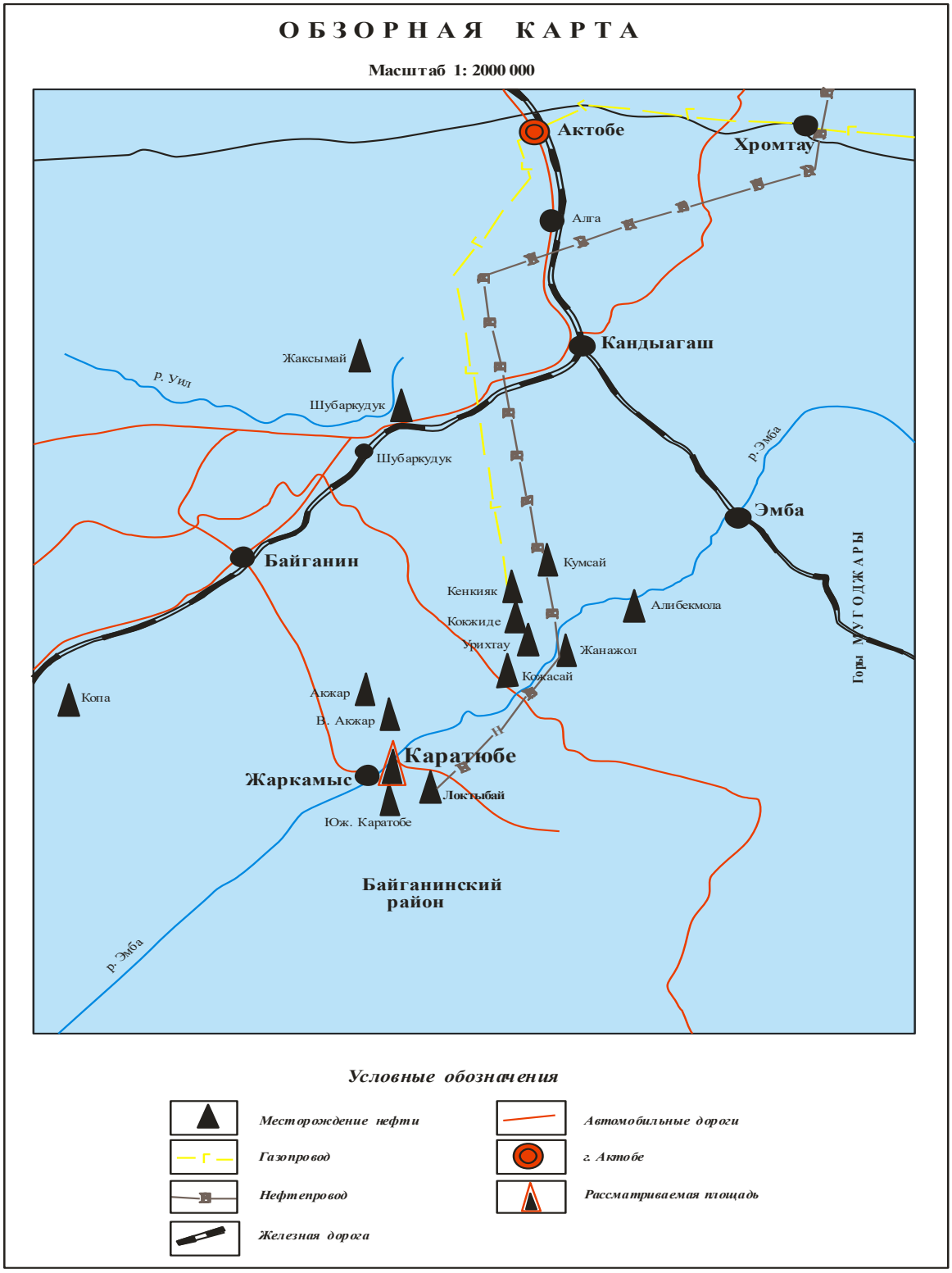


Рисунок 1.1-Обзорная карта района

2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ

2.1. Краткая характеристика геологического строения

2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

Месторождение Каратюбе в региональном плане расположено в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины в пределах Акжар-Каратюбинского палеподнятия к западу от Жанажола, Синельниковской и Кожасай - Урихтауской зон нефтегазонакопления.

Характерным для этого района является широкое проявление соленосного тектогенеза, приведшего к образованию соляных куполов различной изометрической формы. Толщина соли на этом участке Прикаспийской синеклизы составляет 3-5 км.

При выделении стратиграфических границ использованы каротажные материалы, литологическое описание керна и данные микрофаунистических и палинологических определений.

По данным сейсморазведочных и буровых работ установлено, что в строении месторождения принимают участие 2 структурных этажа: соленосный и надсолевой.

Большие объемы выполненного структурного и поисково-разведочного бурения позволили детально изучить литологический разрез меловых, юрских и триасовых отложений. Глубоким бурением достаточно полно изучен разрез верхнепермских отложений, и относительно хорошо изучена нижнепермская часть разреза, слабо и не на полную мощность изучен разрез карбона, и абсолютно не изученными остаются отложения девона.

Пермская система – P

Пермская система представлена двумя отделами – нижним и верхним**.**

Нижний отдел - P_1

Нижний отдел перми представлен терригенными породами ассельского, сакмарского и артинского ярусов и галогенно-сульфатными отложениями кунгурского яруса.

Кунгурский ярус P_1k. Разрез кунгурских отложений представлен двумя резко различающимися пачками: нижней–галогенной и верхней сульфатно-терригенной.

Галогенная толща сложена каменной солью прозрачной, белой, крупнокристаллической, с незначительной примесью глинистого материала.

Сульфатно-терригенная пачка (кепрок) представлена ангидритами с прослоями аргиллитов и включениями белого кристаллического гипса.

Толщина отложений составляет от 2 м (скв.Г-31) до 147 м (скв.4).

Верхний отдел -P_2

В пределах месторождения отдел представлен двумя ярусами –казанским и татарским**.**

Отложения яруса вскрыты в пределах юго-восточного крутого склона соли.

Литологически отложения представлены чередованием песчаных и глинистых пород с редкими прослоями известняков.

Толщина отложений изменяется от 20 м (скв.323) до 82м (скв. Г-5).

Триасовая система - Т

Триасовая представлена нижним отделом. Отложения нижнего триаса с эрозионным несогласием залегают на отложениях татарского яруса и «кепрока». В своде купола отложения прорваны солью.

Нижний отдел –T_1

Пестроцветные отложения нижнего триаса с эрозионным несогласием залегают на породах татарского яруса и сульфатно-терригенной пачке кунгура.

По данным керна и каротажа по разрезу снизу-вверх четко выделяются 3 свиты, составляющие ветлужскую серию – соркульская, кокжидинская, акжарская.

Литологически отложения нижнего триаса представлены широким набором пород: глины, алевролиты, песчаники, пески, алевриты, с прослоями брекчий, конгломератов, известняков пестрой окраски.

Толщина отложений нижнего триаса изменяется от 74 (скв.310) до 332 м (скв.Г-31).

Юрская система –J

На отложениях нижнего триаса и даже кунгура (в центральном грабене) с большим региональным несогласием залегают отложения юрского возраста, состоящие из нижнего и среднего отделов.

Нижний отдел – J_1

По литологическому составу и каротажной характеристике нижнеюрские отложения разделяются на песчано-галечниковую и глинистую пачки.

Характерной особенностью отложений, является их светлая окраска- светло-серая, серая с зеленоватым и голубоватым оттенками.

Толщина нижнеюрских отложений 42 (скв.310) - 99,5 (скв. Г-323) м.

Средний отдел – J_2

На размытой поверхности глинистой пачки нижней юры залегают отложения средней юры, представленные песчано-глинистыми породами с линзами и прослоями бурого угля.

Толщина среднеюрских отложений колеблется от 121м (скв.309) до 223м (скв.317).

Меловая система –К

Меловая система представлена двумя отделами – нижним и верхним.

Нижний отдел –$К_1$

Нижний мел представлен отложениями готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов.

Готеривский ярус –$К_1g$. Отложения залегают на размытой поверхности юры и представлены однородной толщей глин морского генезиса с прослоями песчаников, алевролитов, песков, известняков с обильным включением обломков микрофауны и мелких обуглившихся остатков.

Толщина готеривского яруса составляет от 24м (скв.308) до 70 м (скв.321, 323).

Барремский ярус - $К_1br$. Континенально-лагунные отложения барремского яруса с эрозионным несогласием залегают на готеривских отложениях и литологически представлены пестроцветными глинами с прослоями песков, алевритов, реже песчаников, алевролитов и известняков.

Толщина барремских отложений яруса изменяется от 93,5м (скв. Г-30) до 73м (скв. Г-31).

Аптский ярус- $К_1a$. Отложения аптского яруса с эрозионным несогласием перекрывают барремские и распространены по всей площади и вскрыты всеми пробуренными скважинами.

По литологии и данным ГИС аптский ярус расчленяется на 2 пачки: нижнюю – песчано-глинистую и верхнюю- глинистую.

Нижняя пачка представлена довольно однородной толщей песков и алевролитов серых с зеленоватым оттенком, мелкозернистых, глинистых, слюдистых, рыхлыми прослоями песчаников мелкозернистых, плотных с включениями обуглившихся растительных остатков, слабо известковистыми. Встречаются прослои (до 2 м) глин серых и черных, песчанистых, вязких, с прослойками и присыпками светло-серого алеврита, с гнездами глауконитового песка.

Глинистая пачка толщиной 10-25 м сложена глинами темно-серыми и черными, слабо алевритистыми, жирными на ощупь, слюдистыми, оскольчатыми, плотными, с включениями, обуглившихся растительных остатков макрофауны, кристаллов пирита с присыпками светло-серых алевролитов и песков, с прослоями песчаников и алевролитов, серых с зеленоватым оттенком, мелкозернистых полимиктовых, глинистых, плотных крепких.

Толщина аптских отложений яруса изменяется от 24м (скв.328) до 44м (скв.Г-5).

Альбский ярус - $К_1al$. В литологическом отношении толща альбских отложений является довольно однообразной и представлена глинами, песками, песчаниками и

алевролитами с включениями обуглившихся растительных остатков, редко гравия и гальки

Толщина альбских отложений изменяется от 138 м (скв.Г-6) до 160 м (скв. Г-5).

Верхний отдел - $К_2$

Литологически отложения представлены глиной зеленовато-серой, темно-зеленой, песчанистой, известковистой, неслоистой, плотной с ходами илоидов, с многочисленными включениями фосфоритовой гальки, кристаллов гипса, пирита, с линзовидными прослоями светло-серых мергелей. В основании толщи местами прослеживается базальный фосфоритовый конгломерат на песчано-карбонатном цементе с повышенной гамма-активностью и высокими значениями кажущихся сопротивлений.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 34м (скв.Г-14) до 58м (скв.Г-3).

Четвертичная система –Q

Литологически четвертичные отложения представлены песками, супесями, суглинками с включениями гальки, гравия, обломков песчаников, мергелей и других осадочных пород.

Толщина четвертичных отложении изменяется от 0 м до 8 м (скв.Г-4).

2.1.2. Тектоника

В тектоническом отношении площадь Каратюбе расположена в восточной части прибортовой зоны Прикаспийской впадины, в пределах Кенкиякской тектонической ступени.

В 2006 г. на площади проведены сейсмические исследования МОГТ-3Д. Для характеристики строения надсолевых отложений выполнены структурные построения по отражающим горизонтам S, D, V и III.

По отражающим горизонтам D, V и III по результатам интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, в пределах площади Каратюбе закартирована надсолевая структура, разбитая системой разрывных нарушений сбросового характера на четыре, крыла: северо-восточное, юго-восточное, юго-западное и северо-западное (граф. прил. 2). Наиболее приподнятым является северо-западное крыло, наиболее опущено северо-восточное. Юго-восточное и юго-западное крылья занимают промежуточное положение.

Юго-восточное крыло, к которому приурочено месторождение Каратюбе-надсолевое, опущено по отношению к северо-западному крылу.

Амплитуда сброса, разделяющего эти крылья изменяется по простиранию от 150–160 м до 240–260 м. В пределах опущенного крыла протрассировано еще одно разрывное нарушение, простирающееся согласно основному сбросу. Заложение этого сброса

произошло в предакчагыльскую фазу соляного тектогенеза. Его амплитуда по простиранию изменяется от 50 -60 м до 0 м.

Ширина грабена, образованного этими сбросами, на уровне подошвы меловых отложений изменяется от 200-250 м до 400-450 м. Вниз по разрезу его ширина уменьшается и на уровне подошвы юрских отложений грабен зафиксирован только на небольшом участке к юго-западу от месторождения.

Из анализа фактического материала бурения, промыслово-геофизических исследований и опробования скважин установлено, что промышленное значение в пределах Каратюбинского купола имеют нефтяные залежи в надсолевых отложениях юго-восточного крыла.

Наиболее поднятое северо-западное крыло и опущенное северо-восточное крыло по мезозойским отложениям являются бесперспективными.

В структурном плане месторождение Каратюбе-надсолевое расположено в пределах юго-восточного крыла и приурочено к полуантиклинали, ограниченной с северо-запада и северо-востока разрывными нарушениями. Свод данной структуры разбит поперечным сбросом, образовавшимся в предакчагыльскую фазу, на юго-западный блок (II), который хорошо разбурен, и северо-восточный блок (I), который практически не изучен. Амплитуда этого сброса изменяется по простиранию от 20 м до 0 м.

По отражающему горизонту III - подошва меловых отложений – структура имеет размеры 1.3-1.5×5.0 км. Амплитуда структуры составляет 120-130 м. Углы наклона отложений мела не превышают 5°.

По подошве юрских отложений структурный план и размеры структуры существенно не меняются, но амплитуда возрастает до 150-160 м. Углы наклона этого горизонта составляют 5-7°.

Структурный план по подошве триасовых отложений отличается более крутыми углами наклона, которые достигают 13-15°.

В отличие от предшествующих исследований, по материалам сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в пределах месторождения Каратюбе-надсолевое не зафиксированы нарушения предъюрского или более раннего возраста. Серия предъюрских разрывных нарушений выделена к юго-востоку от месторождения в пределах седловины, которая выделяется на структурных картах по горизонтам D и S (граф. прил. 2, 3).

Строение структуры по надсолевым отложениям по данным сейсмических исследований приведено на структурных картах по отражающим горизонтам граф прил. № 2, 3.

По данным бурения построены структурные карты по кровле и подошве коллекторов продуктивных горизонтов. Сопоставление данных бурения с результатами

сейсмики 3Д показывает, что в целом геологическое строение надсолевых отложений месторождения Каратюбе подтверждается.

Ниже приводится тектоническое описание по каждому продуктивному горитзонту.

I – верхнепермский горизонт (I-P_2). Продуктивный горизонт в тектоническом отношении представляет полуантиклиналь, ограниченный с севера соленосным массивом, а северо-востока поперечным сбросом F_1, который разделяет горизонт на два блока: северо-восточный и юго-западный. Минимальные глубины залегания в своде по блокам составили: юго-западному – 620 м, и северо-восточному 640 м., размеры по замыкающиеся изогипсе минус 910 м, составляют 1,05 х 4,8 км, амплитуда 290 и 270м.

II – нижнетриасовый горизонт (II-T_1). В плане строение по горизонту сохранилось. Горизонт по кровле коллектора представляет собой полуантиклиналь ограниченный с севера субширотным сбросом F, и разделенный в своде споперечным сбросом F_1, и субширотным сбросом F_2 на 3 блока. В пределах II блока в разных частях части горизонта распространена зона глинизации. Минимальные глубины залегания по блокам I-620 м, II-570 м и III- 560 м, размеры по замыкающиеся изогипсе минус 890 м составляют 1,4 х 4,2км., амплитуда 70 - 330 м.

III – нижнетриасовый горизонт (III –T_1). Продуктивный горизонт по кровле коллектора представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F. В своде горизонт разбит субмеридианальным сбросом F_2 и поперечным сбросом F_1 на 3 блока. В пределах горизонта по данным обработки данных ГИС выделяется область глинизации, площадь которой превышает площади коллекторов, и которая имеет простирание с юго-запада на северо-восток. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-620 м, II-540 м и III-530 м, размеры по оконтуривающиеся изогипсе минус 770 м составляют 1,18 х 4,1 км., амплитуда 150-240 м.

С северного крыла к основному сбросу субширотного простирания F примыкает небольшая залежь минимальной глубиной в своде 510 м и замыкается изогипсой 530 м. Размеры залежи 0,18х0,8 км, амплитуда 20 м.

IV - нижнеюрский горизонт (IV-J_1) является основным продуктивным разрабатываемым горизонтом. По кровле коллектора представляет собой полуантиклиналь, северо-восточного простирания, экранированная с севера разрывным нарушением субширотного простирания F и разделенная субмеридианальным сбросом F_2 и поперечным сбросом F_1 на 3 блока. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-480 м, II-500 м и III-480 м, размеры по оконтуривающиеся изогипсе минус 580 м составляют 1,08 х 3,7 км., амплитуда 100-80 м.

Небольшая залежь с северного крыла примыкает к основному сбросу субширотного

простирания F минимальной глубиной в своде 470 м, размеры залежи по замыкающиеся изогипсе 480 м составляют 0,13х0,5 км, амплитуда 10 м.

V –среднеюрский горизонт (V-J_2) Продуктивный горизонт по кровле коллектора представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F. В своде горизонт разбит субмеридианальным сбросом F_2 и поперечным сбросом F_1 на 3 блока. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-340 м, II-310 м, размеры по оконтуривающиеся изогипсе минус 400 м составляют 0,98 х 3,43 км., амплитуда 60-90 м. На III блоке минимальная глубина в своде 300 м, оконтуривающаяся изогипса минус 320 м размеры составляют 0,2х0,85 км, амплитуда 20 м.

С северного крыла к основному сбросу субширотного простирания F примыкает залежь полусвод минимальной глубиной в своде 350 м и замыкается изогипсой 380 м. Размеры залежи 0,3х0,93 км, амплитуда 30 м.

VI – среднеюрский горизонт (VI–J). По кровле коллектора представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F. В своде горизонт разбит субмеридианальным сбросом F_2 и поперечным сбросом F_1 на 3 блока. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-280 м, II-270 м и размеры по оконтуривающейся изогипсе минус 330 м составляют 0,65х3,25 км., амплитуда 50-60 м. В сводовой части II блока распространена зона глинизации. На III блоке минимальная глубина в своде -280 м, оконтуривающаяся изогипса минус 300 м размеры составляют 0,18х0,5 км, амплитуда 20 м.

VII - Готеривский горизонт (K_1g). Горизонт представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F и с северо-востока поперечным сбросом F_1 и разделен на 2 блока. Блок I водонасыщен и заглинизирован. Блок II субмеридианальным сбросом F_2 разделен на 2 части. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-250 м, II-240 м и 230 м, размеры по оконтуривающейся изогипсе минус 310 м составляют 1,15х3,8 км., амплитуда 70-80 м. Горизонт в целом заглинизирован, небольшие залежи выделяются в пределах II блока и северного крыла.

С северного крыла к основному сбросу субширотного простирания F примыкает залежь полусвод минимальной глубиной в своде 290 м и замыкается изогипсой 330 м. Размеры залежи 0,33х1,28 км, амплитуда 40 м.

VIII-Барремский горизонт (VIII-b). Горизонт представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F и с северо-востока поперечным сбросом F_1 разделен на 2 блока. Горизонт в целом заглинизирован, небольшие залежи выделяются в пределах II, III

блоков. Блок II субмеридианальным сбросом F_2 разделен на 2 части. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: II-190 м и III-220 м, размеры по оконтуривающейся изогипсе минус 270 м составляют 0,9х2,55км., амплитуда 50-80м. Блок I полностью заглинизирован. В пределах блока III расположена залежь полусвод экранированная с севера сбросом f_1 и с юга-запада основным сбросом субширотного простирания F минимальной глубиной в своде 270 м и замыкается изогипсой 280 м. Размеры залежи 0,13х0,8 км, амплитуда 10 м.

IX-Барремский горизонт -IX-b. Горизонт представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F и с северо-востока поперечным сбросом F_1 на 2 блока. Горизонт в целом водоносный, небольшие залежи выделяются в пределах II, III блоков. Блок I водоносный. Блок II субмеридианальным сбросом F_2 разделен на 2 части. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-170 м, II-150 м и 190 м, размеры по оконтуривающейся изогипсе минус 220 м составляют 1,18х3,6 км., амплитуда 30-70 м. Горизонт частично заглинизирован в пределах II блока. III блок экранирован с юго-запада сбросом субширотного простирания F. Минимальная глубина в своде 180 м и замыкается изогипсой 240 м. Размеры 0,3х1,83 км, амплитуда 60 м.

X-Барремский горизонт (X-b). Горизонт представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F.

Горизонт разбит субмеридианальным сбросом F_2 и поперечным сбросом F_1 на 3 блока. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-130 м, II-110 м и, размеры по оконтуривающейся изогипсе минус 170 м составляют 1,3х3,3 км., амплитуда 40-60 м. Горизонт в пределах I блока и в периферийной части II блока полностью заглинизирован. На III блоке залежь примыкает с юга-запада к субширотному сбросу F минимальная глубина в своде – 180 м, оконтуривающаяся изогипса минус 200 м размеры составляют 0,21х0,93 км, амплитуда 20 м.

В пределах северного крыла расположена залежь полусвод экранированная с юга-запада сбросом f_1. Минимальная глубина в своде 200 м и замыкается изогипсой 230 м. Размеры залежи 0,2х0,78 км, амплитуда 30 м.

XI - барремский горизонт (XI-b). Горизонт представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F.

Горизонт разбит субмеридианальным сбросом F_2 и поперечным сбросом F_1 на 3 блока. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-90 м, II-90 м, размеры по оконтуривающейся изогипсе минус 150 м составляют 1,0х3,5 км., амплитуда 60 м.

Горизонт в пределах I и II блоков полностью заглинизирован. Залежь III блока экранирована сбросом F_2 с юга-запада, минимальная глубина в своде 140 м, оконтуривающаяся изогипса минус 170 м размеры составляют 0,2х1,78 км, амплитуда 30 м.

В пределах северного крыла в районе скв.328 расположена небольшая залежь, экранированная с юга-запада сбросом F. Минимальная абсолютная отметка в своде 175,4 м и замыкается изогипсой 180 м. Размеры залежи 0,01х0,23 км, амплитуда 4,6 м.

XI^1 - барремский горизонт -XI^1-b. Горизонт представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F и с северо-востока поперечным сбросом F_1 на 2 блока. Блок I заглинизирован. Блок II субмеридианальным сбросом F_2 разделен на 2 части. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-100 м, II-90 м и 140 м, размеры по оконтуривающейся изогипсе минус 130 м составляют 1,18х3,6 км., амплитуда 10-30 м. III блок экранирован с юго-запада сбросом субширотного простирания F. Минимальная глубина в своде 140 м и замыкается изогипсой 160 м. Размеры 0,58х0,23 км, амплитуда 20 м.

XII аптский горизонт -XIIa. Горизонт представляет собой поднятие полуантиклинальной формы, экранированное с севера разрывным нарушением субширотного простирания F.

Горизонт разбит субмеридианальным сбросом F_2 и поперечным сбросом F_1 на 3 блока. Минимальные глубины залегания в своде по блокам: I-50 м, II-40 м, размеры по оконтуривающейся изогипсе минус 80 м составляют 0,8х2,25 км., амплитуда 30-40 м. Залежь III блока экранирована с севера сбросом F и с юга-запада F_2, минимальная глубина в своде 90 м, оконтуривающаяся изогипса минус 100 м размеры составляют 0,13х1,4 км, амплитуда 10 м.

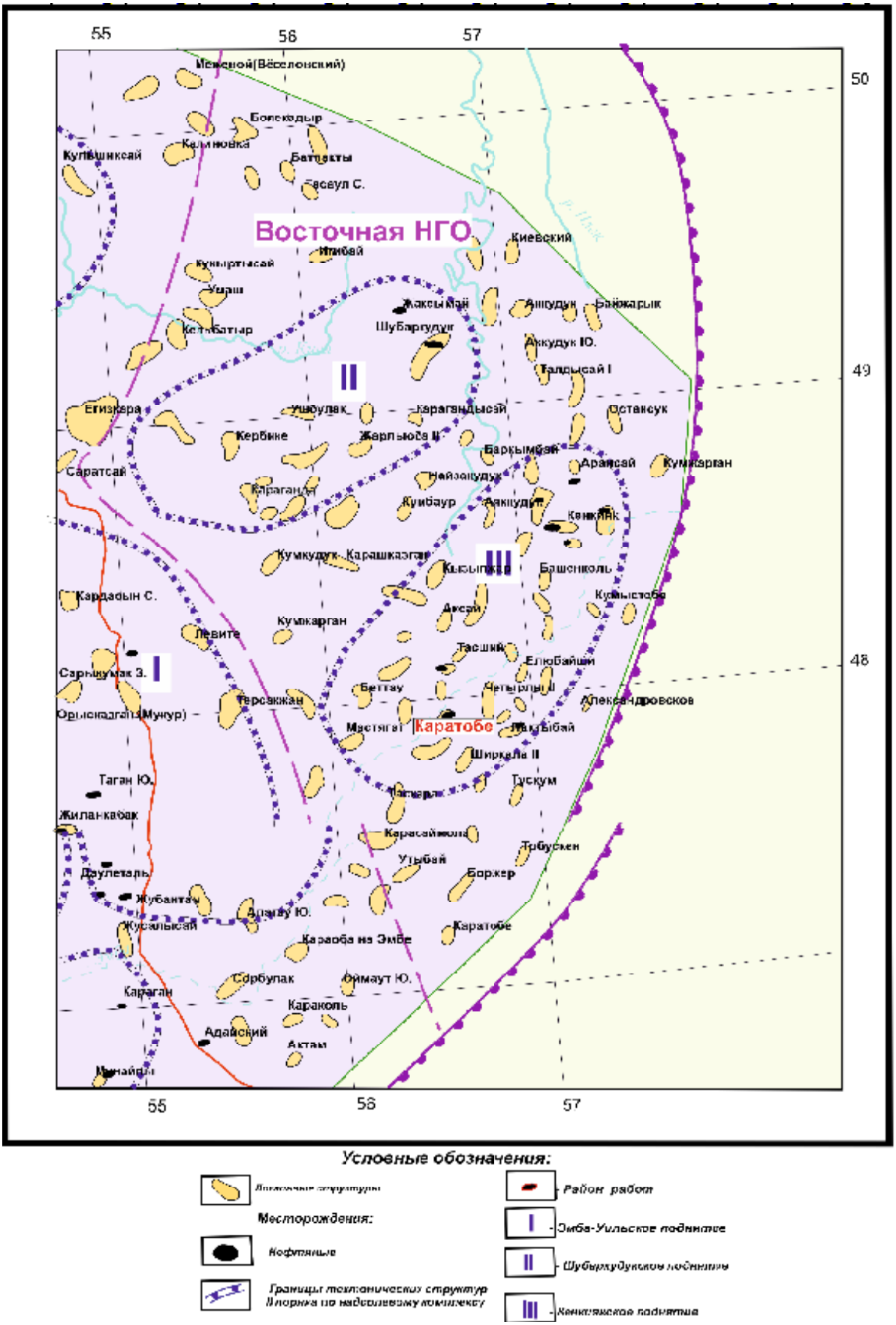


Рис. 2.1. Схема тектонического районирования надсолевого комплекса восточной прибортовой зоны

2.1.3. Нефтегазоносность

Месторождение Каратюбе в нефтегазоносном отношении расположено в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины.

Близлежащим разрабатываемым месторождением надсолевого комплекса является месторождение Кенкияк.

Первый промышленный приток был получен в скв. Г-4. При опробовании в интервале глубин 668-658,5м были получены фонтанные притоки нефти, дебитом 48,1 т/сут. при 7мм штуцере.

На юго-восточном крыле месторождения Каратюбе по данным интерпретации материалов геолого-геофизических исследований установлена промышленная нефтегазоносность в верхнепермских, нижнетриасовых, юрских и меловых отложениях.

Всего на месторождении выделено 16 горизонтов. Промышленные залежи нефти связаны с отложениями: верхнепермскими, нижнетриасовыми, нижнеюрским, среднеюрским, нижнемеловыми.

На основании интерпретации сейсмических исследований МОГТ 3Д, комплеков ГИС по скважинам, данных корреляции разрезов по скважинам и по региону, и с учетом принятой в регионе стратификации, выделены продуктивные горизонты:

- в верхнепермских - один горизонт *I-$P_{2,}$*
- в нижнетриасовых – два горизонта *II-T_1, III–T_1*;
- в нижнеюрских - один горизонт *IV-J_1,*
- в среднеюрских пять горизонта *V-J_2 V`-J_2, V``-J_2, V```-J_2, V1-J_2*;
- 5 горизонтов в барремских отложениях *VIII-b, IX-b, X-b, XI-b, XI^1-b*;
- 1 горизонт в готериве - *VII-K_1g*;
- один в аптских отложениях - *XII-a.*

Описание геолого-промысловой характеристики каждого продуктивного горизонта приводится ниже:

I-P_2 верхнепермский горизонт. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 26 скважинами. По каротажу нефтенасыщенные коллектора установлены в 20 скважинах (1-КН, Г-4, 14, 15, 16, 18, 22, 38, 301, 302, 303, 305, 311, 312, 314, 315, 317, 318, 321, 322), в скв. Г- 16 водонефтенасыщены, в скважинах Г-5, 29, 32, 304, 310, 329 фациально замещенные. В скв. Г-3 горизонт срезан солью.

Залежь представляет собой полусвод, ограниченный, с юго-запада, севера и северо-востока солью и поперечным сбросом F_1 разделенную на две самостоятельные нефтяные залежи, приуроченные к различным блокам I, II.

Горизонт приурочен к верхней части отложений татарского яруса верхней перми. От II-Т горизонта в подошве нижнего триаса он отделяется пачкой глин и аргиллитов с

подчиненными прослоями плотных песчаных пород мощностью от 10 до 21-32 м в присводовой части крыла.

В строении горизонта участвуют разнозернистые, плотные карбонатные песчаники и алевролиты с включениями мелкого гравия, глинистые известняки, редко встречаются прослои песка и алеврита; аргиллиты и глины чередуются с вышеназванными породами.

В центральной части блока коллектора фациально замещены. Нефтенасыщенные толщины по площади блока распределяются неравномерно. В восточной части блока выделяется 2 зоны максимальных значений в районе скважин 312 и 318. В западной части блока также 2 зоны повышенных толщин в районе скважин 314, Г-15.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен -0,14 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,70 д.ед.

В **блоке I** залежь пластовая, тектонически экранирована с юго-запада сбросом F_1, и северо-востока поверхностью соли. По комплексу ГИС в скважине Г-18 выделены нефтеносные коллектора.

Продуктивность доказана опробованием скважины Г-18, где из интервалов 910-912м и 909-903м при компрессировании получен приток безводной нефти дебитом - 0,93м^3/сут.

Абсолютная отметка залегания в своде минус 765,8 м., а на условном контуре нефтеносности минус 776 м. Высота залежи равна 10,2 м., при принятом УВКН размеры 0,58х1,1 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_2, площадь в пределах горного отвода составляет - 334тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 - 52 тыс.м^2.

*В **блоке II*** залежь пластовая, сводовая с северо-востока экранированная поверхностью солевого массива и с востока сбросом F_1.

Продуктивность горизонта во II блоке доказана олпробованием скважин Г-18, 22, 303, 312, 318, 317, в которых получены притоки безводной нефти, причем в скважинах 303, 312, 318, 317 фонтанные.

Абсолютная отметка в своде минус 630,7м (скв. Г-38), на контуре 914,2м, высота залежи 283,5м, размеры залежи в пределах контура 1,13х2,98км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 и C_2, площадь в пределах горного отвода составляет по категории C_1 - 1682тыс.м^2, C_2- 650тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 - 487 тыс.м^2.

II-T_1 нижнетриасовый горизонт вскрыт 39 скважинами. Нефтенасыщенные коллекторов по комплексу ГИС установлены в 30 скважинах, в 6 скважинах Г-5, 305, 307, 309, 328, П-25 коллектора фациально замещены, в скважинах Г-7, Г-32, 308 водонасыщенны.

В пределах горизонта выделяются три самостоятельные залежи приуорченные к блокам.

Продуктивность горизонта доказана получением притоков нефти при опробовании разаедочных скважин и подтверждена разведочно-эксплуатационными скважинами, пробуренными в период пробной эксплуатации.

По данным керна в литологическом строении горизонта принимают участие мелкозернистые песчаники и алевролиты, глинистые известняки, разнозернистые уплотненные пески, аргиллиты и глины.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен- 0,15 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,63 д.ед.

Залежь блока I. По типу резервуара пластовая, тектонически экранированная с северо-востока и запада сбросами F_1 и F_2, а с юга контурными водами.

Абсолютная отметка коллектора в своде залежи 662,5 м (Г-3), на контуре 830 м, высота залежи -167,5 м, размеры по принятому ВНК составляют 0,85х1,2 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 и C_2, площадь в пределах горного отвода составляет по категории C_1 - 240тыс.м^2, C_2- 473тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 - 144 тыс.м^2.

В блоке II залежь ограничена с северо-востока сбросом F_2 и частично зоной замещения, с юга контурными водами.

Абсолютная отметка в своде минус 579,1 м, на условном контуре нефтеносности 894,8 м, высота залежи достигает 315,7 м, размеры залежи по принятому контакту 1,05х 2,75 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1, площадь в пределах горного отвода составляет - 2390тыс.м^2, за пределами горного отвода C_1 - 348 тыс.м^2.

Залежь блока III пластовая, экранированная тектоническими нарушениями – сбросами: F_1 с северо-востока, F_2 северо-запада и F- юго-запада.

Абсолютная отметка в своде 559,6 м (скв.310), на контуре 607,3 м, высота залежи 47,7 м, размеры залежи по контуру 0,9х0,2 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_2, площадь в пределах горного отвода составляет - 82тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 - 91 тыс.м^2.

III–T_1 нижнетриасовый горизонт. Горизонт вскрыт 38 скважинами. По комплексу ГИС нефтеносные коллектора выявлены в 7 скважинах (№№ Г-6, Г-17, Г-18, Г-29, 306-А, 328, 332), в 15 скважинах (№№ Г-5, Г-6, Г-7, Г-14, Г-15, Г-16, Г-22, Г-31, Г-32, 312) коллектора водонасыщены и в 16 скважинах фациально замещены. Продуктивность горизонта доказана опробованием скважин Г-3, Г-6, Г-14, Г-15 Г-17, Г-18, Г-22, Г-29, 328, 332. В скважинах 332, 328, Г-29, 17, 6 получены притоки безводной нефти, причем в скв. Г-6 фонтанные.

В пределах горизонта выделяются четыре самостоятельные залежи, ограниченные сбросами и линией глинизации.

В литологическом отношении в строении горизонта преобладают сравнительно плотные породы-песчаники и алевриты разнозернистые, известковистые; встречаются также пески и алевриты слабо уплотненные. Песчаные породы чередуются с глинами и аргиллитами.

Нефтенасыщенные толщины распределяются неравномерно. Зона максимальных толщин выделяется в блоке III (скв.332).

По данным ГИС средневзвешенные коэффициенты составляют: пористости - 0,19 д.ед., нефтенасыщенности - 0,69 д.ед.

Блок I. В пределах блока залежь имеет форму полусвода экранированного частично с северо-востока и запада сбросами F_1 и F_2, частично зоной глинизации. Абсолютная отметка кровли коллектора в своде минус 666,4 м, на контуре 729,4 м, высота залежи равна 63,0 м. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 1,07х1,15 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1, площадь в пределах горного отвода составляет -407тыс.м^2, за пределами горного отвода - 112 тыс.м^2.

В пределах ***II блока*** залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная с севера и востока разрывными нарушениями типа сброса F_1, F_2, а с юго-запада линией глинизации.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 552 м, на контуре нефтеносности - 618,7 м, высота залежи - 66,7 м, размеры в пределах принятого ВНК 0,45х0,95 км.

Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 – 175 тыс.м^2.

Коллектора в пределах данного блока в основном водоносные и заглинизированные, притоки нефти получены только в трех скважинах 306А, Г-6 и Г-29.

Залежь ***III блока*** пластовая, тектонически экранированная с севера, северо-востока и юго-запада сбросами F, F_1 и F_2.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 548,8 м, на контуре минус 573,8 м, высота залежи - 26,0 м, размеры залежи в пределах принятого контура нефтеносности 0,2х0,9 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1, площадь в пределах горного отвода составляет - 132тыс.м^2, за пределами горного отвода - 30 тыс.м^2

В пределах **северного крыла** расположена небольшая залежь пластово-сводовая, экранированная с юго-запада основным сбросом F.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 517,4 м, на контуре нефтеносности минус 522,2 м, высота залежи - 4,8 м, размеры в пределах контура -0,15х0,45 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1, площадь за пределами горного отвода составляет - 43тыс.м^2.

IV-J_1 нижнеюрский горизонт является основным продуктивным горизонтом месторождения. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт

39 скважинами. По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора установлены в 14 скважинах (Г-4, Г-6, Г-29, Г-38, 301, 305, 306А, 307, 308, 309, 310, 321, 323 и 332), в скважинах Г-3, Г-5, Г-7, Г-15, Г-22, I-КН, 302, 303, 304, 311, 312, 314, 315, 317, 318, 322, 328, 329 водонефтенасыщенные, в 7 скважинах (Г-14, Г-16, Г-18, Г-31, Г-32 и П-25) водонасыщенные.

Продуктивность горизонта доказана опробованием фонтанным способом разведочных скважин Г-3 4, 5, 6, 7, 22, 29 и получением притоков нефти. Пробуренные эксплуатационно-разведочные скважины 1-КН, 301, 302, 303, 304, 305, 307, 308, 309, 310, 311, 314, 315, 321, 322, 323, 332 первоначально дали фонтанные притоки нефти.

В пределах горизонта выделяются четыре самостоятельные залежи, ограниченные тектоническими нарушениями.

Литологически горизонт представлен разнозернистыми песками, алевритами, песчаниками, алевролитами в разной степени насыщенных нефтью.

Нефтенасыщенные толщины по площади, как блоков так игоризонта в целом распределяются неравномерно. Зоны максимальных толщин выделяются в блоке II (скв.302), в блоке III в районе скв. Г-6, 301.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости - 0,27д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,73 д.ед.

В пределах **I блока** залежь ограничена с северо-востока и запада сбросами F_1 и F_2 имеет форму полусвода.

Абсолютная отметка кровли коллектора в своде минус 518,2 м, на контуре нефтеносности - 552,8 м, высота залежи - 34,6 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности -0,85х1,55 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 и C_2, площадь в пределах горного отвода по категории C_1 составляет -226 тыс.м^2, C_2 - 357 тыс.м^2, за пределами горного отвода по категории C_2 - 185 тыс.м^2.

В пределах **II блока** в залежь пластовая, тектонически экранированная с севера-запада и северо-востока разрывными нарушениями сбросами F_2 и F_1. Абсолютная отметка в своде минус 496,2 м, на контуре 553,3 м, высота залежи 57,1 м, размеры в пределах принятого ВНК 0,7х2,0 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 составляет - 1323 тыс.м.

Залежь **III блока** пластовая, тектонически экранированная с севера, северо-востока и юго-запада сбросами F, F_1 и F_2.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 477,9 м, на контуре минус 542,7 м, высота залежи -64,8 м, размеры в пределах принятого контура нефтеносности - 0,45х2,15 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 и C_2, площадь в пределах горного

отвода по категории C_1 составляет -364тыс.м^2, C_2 - 44 тыс.м^2, за пределами горного отвода по категории C_1 - 103 тыс.м^2, C_2 - 113 тыс.м^2.

В пределах **северного крыла** в районе скважины 328 по данным ГИС выделена небольшая залежь пластовая, экранированная с юго-запада основным сбросом F. Абсолютная отметка коллектора в своде минус 470,8 м, на контуре нефтеносности минус 478,6 м, высота залежи -7,8 м, размеры в пределах контура - 0,1х0,5 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_2, площадь за пределами горного отвода по категории C_2 - 32 тыс.м^2.

V- J_2 среднеюрский горизонт. Горизонт впервые был выявлен по каротажу и керну в разрезе структурно-поисковой скважины К-2 и выделяется в верхней части разреза среднеюрских отложений, на 35-65 м ниже VI-J_2 горизонта /кровли средней юры/. Горизонт четко коррелируется по всей площади, являясь нефтенасыщенным в сводовой части структуры.

В процессе разведочного и разведочно-эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 40 скважинами. Коллектора по комплексу ГИС нефтенасыщенны в скважинах К-2, Г-4, 328, 332, в скважинах I-КН, Г-3, Г-6, Г-29, Г-30, Г-38, К-26, 301, 302, 305, 306А, 307, 308, 314, 321, 323 – водонефтенасыщенные, в остальных 20 скважинах водонасыщенные.

Продуктивность горизонта доказана опробованием разведочных скважин Г-3,4,5,6,7,30 и полученим притоков нефти.

В пределах горизонта выделяются четыре самостоятельные залежи, ограниченные тектоническими нарушениями.

Литологически горизонт представлен разнозернистыми песками, алевритами, песчаниками, алевролитами в разной степени насыщенных нефтью.

Нефтенасыщекнные толщины распределяются неравномерно по площади горизонта. Зона максимальных значений толщин выделяется в блоке III, а минимальных на контурах нефтеносности.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен- 0,293 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,717 д.ед.

В пределах **I блока** залежь ограничена с северо-востока и запада сбросами F, F_1 и F_2 имеет форму полусвода.

Абсолютная отметка кровли коллектора в своде минус 314 м, на контуре 347,4 м, высота залежи - 33,4 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 0,45х1,06 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 и C_2, в пределах горного отвода по категории C_1 площадь составляет -64 тыс.м^2, C_2 - 252 тыс.м^2, за пределами горного отвода площадь оценен по категории C_2 – 36 тыс.м^2.

В пределах **II блока** в залежь пластова-сводовая, тектонически экранированная с севера-запада и северо-востока разрывными нарушениями сбросами F_1 и F_2.

Абсолютная отметка кровли коллектора в своде минус 315,1 м, на контуре - 348,7 м, высота залежи - 33,6 м, размеры в пределах принятого ВНК - 0,33х1,25 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 и C_2, в пределах горного отвода по категории C_1 составляет -80 тыс.м^2, C_2 - 231 тыс.м^2.

Залежь **III блока** пластовая, тектонически экранированная с севера, северо-востока и юго-запада сбросами F, F_1 и F_2.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 300,1 м, на контуре минус 352 м, высота залежи - 51,9 м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют - 0,23х1,31 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 и C_2, площадь в пределах горного отвода по категории C_1 составляет -123 тыс.м^2, C_2 - 150 тыс.м^2, за пределами горного отвода по категории C_1 – 16 тыс.м^2, C_2 - 28 тыс.м^2.

В пределах **северного крыла** в районе скважин 328 и Г-30 выделена залежь сводово-пластовая, экранированная с юго-запада основным сбросом F. Абсолютная отметка коллектора в своде минус 356,4 м, на контуре минус 377,7 м, высота залежи - 21,3 м, размеры в пределах контура - 0,25х0,9 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 и C_2, площадь за пределами горного отвода по категории C_1 – 69 тыс.м^2, C_2 - 110 тыс.м^2.

V^I-J_2 среднеюрский горизонт. В процессе разведочно-эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 23 скважинами.

По данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделяются в скважине 332, в скважине нефтеводонасыщенные. Обе скважины расположенны в III блоке.

Продуктивность горизонта не доказана, так как опробование не проведено.

Залежь пластовая, тектонически экранированная с севера, северо-востока и юго-запада сбросами F, F_1 и F_2.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 408м, на контуре нефтеносности минус 420,9 м, высота залежи - 12,9 м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют - 0,25х0,63 км.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости - 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,52 д.ед.

Площадь нефтеносности оценен по категории C_2, в пределах горного отвода C_2 составляет -48 тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 – 46 тыс.м^2.

V^{II}-J_2 среднеюрский горизонт. В процессе разведочно-эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 23 скважинами. По данным ГИС нефтеводонасыщенные коллектора выделяются в скважинах 309, 332, расположенных в пределах III блока.

Продуктивность горизонта не доказана, так как опробование не проведено

Залежь пластовая, тектонически экранированная с севера, северо-востока и юго-запада сбросами F, F_1 и F_2.

Абсолютная отметка в своде минус 442 м, на контуре минус 447 м, высота залежи 5 м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют 0,23х0,43 км.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости - 0,24 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,50 д.ед.

Площадь нефтеносности оценен по категории C_2, в пределах горного отвода C_2 составляет -37 тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 – 22тыс.м^2.

V^{III}-J_2 – среднеюрский горизонт. В процессе разведочного и разведочно-эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 23 скважинами. По данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделяются в скважинах III блока. Скажина 306А нефтеводонасыщена, скважина 310 нефтенасыщена.

Продуктивность горизонта не доказана, так как опробование не проведено

Залежь пластовая, тектонически экранированная с севера, северо-востока и юго-запада сбросами F, F_1 и F_2.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 376,1 м, на контуре минус 384,1 м, высота залежи - 8м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют 0,3х0,68 км.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости - 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности -0,54 д.ед. Площадь нефтеносности оценен по категории C_2, в пределах горного отвода C_2 составляет -72 тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 – 55 тыс.м^2.

VI-J_2 среднеюрский горизонт впервые был отмечен по каротажу в разрезе скважины Г-4, в этой же скважине был получен первый промышленный приток нефти.

В процессе раведочного и разведочно-эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 38 скважинами. По комплексу ГИС нефтенасышенные коллектора выявлены в скважинах Г-4, Г-3, Г-6, Г-29, К-26, 302, 304, 306А, 311, 312, 314, 315, 318, 321, 322, 329 и 332, в скважинах Г-5, Г-15, 303, 317 – водонефтенасыщенные, в скважинах I-КН, Г-38, 301, 305, 307, 323, 328 заглинизированные, в скважинах Г-7, Г-14, Г-16, Г-17, Г-18, Г-22, Г-30, Г-31, Г-32 и П-25 водонасыщенные.

Продуктивность горизонта доказана опробованием разведочных скважин Г- 4, 5, 7, 14, 15, 30. тартанием и компрессированием, и получением притоков нефти.

По горизону в 7 разведочных скважинах осущствлялся отбор керна. Общая проходка с отбором керна – 55 м, линейный вынос – 29 м или 52,7% от проходки.

Литологически горизонт представлен разнозернистыми песками и алевритами с прослоями плотных песчаников и темно-серых алевритистых глин. Покрышкой для него является глинистая толща пелециподовой свиты готеривского яруса, мощностью 16 -19 м.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен- 0,275 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,514 д.ед.

Горизонт тектоническими нарушениями разделен на три основные блока.

В пределах **I блока** небольшая залежь, ограниченная с северо-востока и запада сбросами F_1 и F_2, имеет форму полусвода.

Абсолютная отметка кровли коллектора в своде минус 298,8 м, на контуре 302,3 м, высота залежи равна - 3,5 м, Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 0,33х0,53 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_2 - 87 тыс.м^2.

В пределах **II блока** залежь пластова-сводовая, тектонически экранированная с севера и северо-востока разрывными нарушениями сбросами F_1 и F_2 и частично литологически экранирована зоной замещения.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 269 м, на контуре нефтеносности 300,9 - 303,9 м, высота залежи -31,9-34,9 м, размеры в пределах принятого ВНК 0,65х2,0 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_1 - 848 тыс.м^2.

В **III блоке** в районе скважины 332 расположена небольшая залежь пластовая, ограниченная с севера, северо-востока сбросами F и F_1 и с юго- запада сбросом F_2. Минимальная отметка коллектора в своде минус 287,4 м, на условном контуре нефтеносности - 290,5 м, высота залежи - 3,1 м, размеры в пределах принятого УКН 0,15х0,37 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_2 - 34 тыс.м^2.

VII-g готеривский горизонт. Горизонт вскрыт в 40 скважинах Нефтенасыщенные коллектора по комплексу ГИС выявлены в 2-х скважинах Г-4, Г-30, в 15 скважинах коллектора водонасыщенны, в 25 скважинах фациально замещены.

Продуктивность горизонта доказана опробованием разведочной скважины Г- 4 и получением притока безводной нефти.

Литологически горизонт представлен однородной толщей глин и прослоями песчаников, алевролитов, песков, известняков с обильным включением обломков микрофауны и мелких обуглившихся остатков.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен- 0,25 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,40 д.ед.

В пределах горизонта отмечены две небольшие залежи: одна на северном крыле и одна в блоке II.

В **II блоке** в районе скважины Г- 4 небольшая нефтяная залежь сводовая, литологически экранирована и частично тектонически с севера сбросом грабена F.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 244,6 м на контуре минус 252,8 м, высота залежи - 8,2 м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют 0,25х0,35 км.

Площадь нефтеносности по блоку оценен по категории C_1 и C_2, площадь в пределах горного отвода по категории C_1 составляет -28 тыс.м^2, C_2 - 52 тыс.м^2.

На **северном крыле** в районе скважины Г-30 залежь пластовая, экранированная с юга сбросом F, с севро-запада, севера и северо-востока контурными водами. Абсолютная отметка коллектора в своде минус 325 м на контуре минус 327 м, высота залежи - 2 м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют 0,35х0,85 км.

Площадь нефтеносности оценен по категории C_2, в пределах горного отвода по категории C_2 составляет -24 тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 – 74 тыс.м^2

VIII-b барремский горизонт. Горизонт вскрыт 40 скважинами, из них по каротажу нефтенасыщены скважины I-КН, Г-30, 301, 302, 305, 308, 309, 310 и 321, одна скважина Г-4 водонефтенасыщена, скважины Г-5, Г-31, 328 и П-25 находятся за контуром, а остальные 26 скважин в зоне глинизации.

Продуктивность горизонта не доказана, так как опробовние не проведено.

Литологически горизонт представлен пестроцветными глинами, песками и алевритами мелкозернистыми, уплотненными. Песчаники и алевролиты мелкозернистые, полимиктовые, глинистые, карбонатные, плотные, участками пиритизированные, с прожилками и желваками известняков. Известняки светло-серые, зеленые, крупнокристаллические, плотные, крепкие.

Коллектора блока III обладают большими нефтенасыщенными толщинами по сравнению с блоком II.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен- 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,50 д.ед.

В пределах горизонта залежи расположены во II и III блоках.

Во **II блоке** расположены 2 небольшие нефтяные залежи. Первая залежь - сводовая литологически экранирована зонами глинизации и частично тектонически-экранирована сбросами F и F_2.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 188,3 м (скв.305) на условном контуре нефтеносности минус 228,5 м, высота залежи - 40,2 м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют 0,43х0,5 км.

Вторая залежь в пределах скважины Г-4 сводовая частично с востока литологически экранирована зоной замещения коллекторов и тектонически-экранирована с севера сбросом грабена F с юго-запада сбросом F_2.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 217 м на контуре нефтеносности минус 221 м, высота залежи – 4 м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют 0,1х0,3 км. Площадь нефтеносности по блоку в пределах горного отвода оценен по категории C_2 -206 тыс.м^2.

В **III блоке** в районе скважины 309 залежь пластовая, экранированная с юго-запада сбросом F и севера-востока сбросом F_1.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 265 м на условном контуре нефтеносности минус 292,5 м, высота залежи - 27,5 м, размеры в пределах принятого контакта нефтеносности составляют 0,23х1,13 км.

Площадь нефтеносности по горизонту оценен по категории C_2, площадь в пределах горного отвода по категории C_2 составляет -35 тыс.м^2, за пределами горного отвода C_2 – 163 тыс.м^2

IX-b барремский горизонт вскрыт всеми разведочными и разведочно-эксплуатационными скважинами. Коллектора горизонта в основном являются водоносными. Нефтенасыщенные коллектора по комплексу ГИС установлены в одной скважине Г-4, в скважине 305 нефтеводонасыщенны. Скважины Г-14, Г-16, I-КН, Г-22, Г-29, Г-38 находится в зоне фациального замещения.

Продуктивность горизонта доказана опробованием скважины Г-4 и получением притока нефти. Скважины Г-14, Г-16, I-КН, Г-22, Г-29, Г-38 находится в зоне глинизации.

Литологически горизонт представлен пестроцветными глинами, песками и алевритами мелкозернистыми, уплотненными. Песчаники и алевролиты мелкозернистые, полимиктовые, глинистые, карбонатные, плотные, участками пиритизированные, с прожилками и желваками известняков. Известняки светло-серые, зеленые, крупнокристаллические, плотные, крепкие.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,51 д.ед.

Небольшие залежи расположены в пределах II и III блоков.

Залежь **II-блока** пластовая маломощная, узкая экранированная с севера сбросом F_2 с юго-востока зоной глинизации расположена в районе скважины 305. Абсолютная отметка коллектора в своде минус 146 м, на контуре нгефтеносности минус 152,8 м, высота залежи - 6,8 м, размеры в пределах контура 0,1х0,35 км. Площадь нефтеносности по блоку в пределах горного отвода оценен по категории C_2 -19 тыс.м^2.

Залежь **III блока** расположена в районе скважины Г-4, пластово-экранированная с юго-запада сбросом F. Абсолютная отметка коллектора в своде минус 185,8 м на контуре нефтеносности минус 191 м, высота залежи- 5,2 м, размеры в пределах контура 0,1х0,85

км. Площадь нефтеносности по горизонту оценен по категории C_1 и C_2, по категории C_1 площадь составляет -36 тыс.м^2, C_2 - 20 тыс.м^2.

X - барремский горизонт вскрыт 40 скважинами. По данным ГИС скважины I-КН, Г-6, К-26, 301, 302, 305, 306А, 307, 314, 315, 321, 323, 328 чисто нефтенасыщенные, скважины 308, 309, 310 водонефтенасыщенные, за контуром оказались скважины Г-14, Г-30, 322, Г-32, К-2, 312, 317 и П-25, оставшиеся 16 скважин находится в зоне глинизации.

Горизонт также разделен по блокам. Небольшие залежи расположены в пределах II, III блоков и северного крыла структуры.

Литологически горизонт представлен пестроцветными глинами, песками и алевритами мелкозернистыми, уплотненными. Песчаники и алевролиты мелкозернистые, полимиктовые, глинистые, карбонатные, плотные, участками пиритизированные, с прожилками и желваками известняков

По результатам анализа керна имеется 3 образца из скважины 323. Открытая пористость в среднем по горизонту составляет 25.1%.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен 0,301 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,545 д.ед.

Нефтенасыщенная толщина коллекторов блока III выше толшин блока II.

Залежь **II-блока** пластовая маломощная, узкая тектонически экранированная с севера-востока сбросом F и F_1 с юго-запада сбросом F_2 и литологически экранированная зоной глинизации. Минимальная абсолютная отметка в своде 111 м. (К-26), на контуре 152,1 м, высота залежи 41,9 м, размеры в пределах контура 1,9х8,0 км.

Площадь нефтеносности по блоку в пределах горного отвода оценен по категории C_2, -333 тыс.м^2.

В **блоке III** залежь пластовая, экранирована с юго-запада сбросом F. Минимальная абсолютная отметка в своде 181,2 м. (308), на контуре 190,3 м, высота залежи 9,1 м, размеры в пределах контура 1,0х4,3 км. Площадь нефтеносности по блоку оценен по категории C_2, в пределах горного отвода C_2 -42 тыс.м^2, за пределами горного отвода по категории C_2 – 55 тыс.м^2

В **северном крыле** залежь расположена в районе скважины 328, экранирована с юго-запада сбросом F_3. Минимальная абсолютная отметка в своде 198,7 м. (328), на контуре 205,4 м., высота залежи 6,7 м., размеры в пределах контура 0,5х1,9 км. Площадь нефтеносности по северному крылу за пределами горного отвода оценен по категории C_2 – 22 тыс.м^2

XI-b барремский горизонт выделяется в верхней части барремских отложений и вскрыт в 40 скважинах. По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора установлены в

3-х скважинах 309, Г-4, 328, расположенных в пределах блока III и северного крыла. На большей территории коллектора фациально замещены.

Литологически горизонт сложен мелкозернистыми песками и разнозернистыми алевритами, слабо глинистыми /до 20%/ и уплотненными. Встречаются прослои рыхлых песчаников и пестроцветных плотных алевритистых глин.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен 0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,57 д.ед.

Продуктивность горизонта доказана опробованием скважины Г-4 и получением притока нефти.

В **блоке III** по данным каротажа нефтеноснасыщенность установлена в скважинах Г-4 и 309. При опробовании скважины Г-4 получен приток нефти.

Залежь пластово-сводовая, экранирована основным сбросом грабена F и литологически зонами замещения.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 154,1 м, на контуре нефтеносности минус 170,2 м, высота залежи -16,1 м., размеры в пределах контура 0,60х1,6 км. Площадь нефтеносности по блоку оценен по категории C_1 и C_2, в пределах горного отвода по категории C_1 площадь составляет -18 тыс.м^2, C_2 - 38 тыс.м^2, за пределами горного отвода площадь оценен по категории C_2 – 147 тыс.м^2.

В пределах **северного крыла** по данным ГИС нефтенасыщенной является скважина 328. Небольшая залежь пластовая, экранированная с юго-запада сбросом F_3. Абсолютная отметка коллектора в своде минус 175,4 м на контуре минус 182,1 м, высота залежи - 6,7 м., размеры в пределах контура 0,08х0,28 км. Площадь нефтеносности оценен по категории C_2, за пределами горного отвода площадь составляет – 15 тыс.м^2.

XI^I-b- барремский горизонт вскрыт 40 разведочно-эксплуатационными скважинами. По данным каротажа коллектора в скважинах Г-4, Г-7, Г-38, 304, 305, 307, 308, 309, 311, 315 и 323 нефтенасыщенные, в скважинах Г-3, Г-6, Г-14, Г- 30, К-2 и 310 водонасыщенные, а в остальных 23 скважинах фациально замещены.

Продуктивность горизонта доказана опробовнием скважины Г-7 и полученим притока нефти.

Литологически горизонт сложен мелкозернистыми песками и разнозернистыми алевритами, слабо глинистыми/до 20%/ и уплотненными. Встречаются прослои рыхлых песчаников и пестроцветных плотных алевритистых глин.

В пределах горизонта залежи распространены в пределах блоков II и III и северного крыла.

В **блоке II** залежь пластово-сводовая, тектонически экранирована с севера и северо-востока сбросами F_1 и F_2, с юго-запада литологически зонами замещения.

Абсолютная отметка коллектора в своде минус 88,3 м, на контуре нефтеносности минус 107,7м, высота залежи - 19,4 м, размеры в пределах контура 0,38х1,35 км. Площадь нефтеносности по блоку оценен по категории C_2 - 280 тыс.м^2.

В пределах **III блока** залежь пластовая узкая, экранированная с юго-востока сбросом F. Абсолютная отметка коллектора в своде минус 137 м на контуре нефтеносности минус 157,4 м, высота залежи - 20,4 м, размеры в пределах контура 0,16х1,8 км. Площадь нефтеносности по блоку оценен по категориям C_1 и C_2, в пределах горного отвода по категории C_1 площадь составляет -21 тыс.м^2, C_2 - 114 тыс.м^2, за пределами горного отвода площадь оценен по категории C_1 – 7 тыс.м^2, C_2 - 84 тыс.м^2.

XIIа аптский горизонт вскрыт 40 скважинами, пробуренными на площади. По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора установленны скважинах Г-4, Г-7 и 307, водонефтенасыщенные в скважинах I-КН, Г-38, К-2, 305, 308, 309, 323 и 332, а в остальных скважинах водонасыщенные.

Продуктивность горизонта доказана опробованием скважин Г-7 и Г-4, в которых получены притоки нефти.

Аптский продуктивный горизонт стратиграфически соответствует песчано-глинистой пачке аптского яруса. Покрышкой для него является верхняя, глинистая пачка аптского яруса мощностью от 10 до 21,5 м.

Горизонт довольно однороден и выдержан по литологическому составу. Он сложен однообразной толщей мелкозернистых песков и алевритов с редкими прослойками песчаников и темно-серых алевритистых глин.

Нефтенасыщенные толщины в пределах блоков распределяются не равномерно. В блоке II зона максимальных толщин расположена в своде залежи. В блоке III максимальные нефтенасыщенные толщины расположены в районе скв. Г-7.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости равен -0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,63 д.ед.

Коллектора нефтеносны в пределах блоков II и III.

Залежь **II блока** пластово-сводовая, тектонически экранирована с севера и северо-востока сбросами F_1 и F_2. с юга подошвенными водами и является водоплавающей.

Абсолютная отметка коллекторов в своде минус 49,2 м, на контуре нефтеносности минус 57 м, высота залежи-7,8 м, размеры в пределах контура 0,1х0,3 км. Площадь нефтеносности по блоку оценен по категории C_2 -215 тыс.м^2.

В **III блоке** залежь пластовая, вытянутая, ограниченная с юго-запада, севера и северо-востока сбросами F, F_2.

Абсолютна отметка коллектора в своде минус 96,5 м, на контуре нефтеносности минус 115,5-117,5 м, высота залежи – 21 м, размеры по принятому контакту 0,15х1,95 км.

Площадь нефтеносности по блоку оценен по категориям C_1 и C_2, в пределах горного отвода по категории C_1 площадь составляет -92 тыс.м^2, C_2 - 984 тыс.м^2, за пределами горного отвода площадь оценен по категории C_1 – 20 тыс.м^2, C_2 - 41 тыс.м^2.

Таблица 2.1.3 – Геолого-физическая характеристика горизонтов

№ п/п	Параметры	Горизонт									
		I объект			II объект			III объект (возвратный)			
		I-P_2	T_1-II	T_1-III	J_1-IV	J_2-V	J_2-VI	VIIg	IXbr	XIbr	XIIa
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Средняя глубина залегания, м (ГИС/Абс. отметка)	875,6/ -733,3	823,4/ -682,6	761,9/ -631,1	676,2/ -536	506,9/- 366,6	441,9/ -301,1	416,7/ -276,2	338,6/ -198,4	275/ -134,3	231,7/ -91,7
2	Тип залежи	Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранирована									
3	Тип коллектора	Терригенный									
4	Площадь нефтеносности, тыс.$м^2$	2666	3185	714	2314	900	969	104	75	56	405
5	Средняя общая толщина, м	26,2	26,3	21,5	48,7	37,8	7,4	11,9	20,3	6,6	23,3
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,9	5,6	2,9	18,8	11,8	3,3	2,8	5,2	4,3	9,7
7	Пористость, доли ед.	0,14	0,15	0,19	0,27	0,29	0,27	0,25	0,28	0,27	0,26
8	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,70	0,63	0,69	0,73	0,72	51	0,4	0,51	0,57	0,57
9	Проницаемость по керну, %	30,1	20,7	286,4	93,2	154,1	593,8	-	-	922,3	398,4
10	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,475	0,551	0,378	0,496	0,468	0,508	0,358	0,66	0,57	0,868
11	Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,9	2,1	3,5	4	3,5	1,3	1,4	2,4	1,5	1,5
12	Пластовая температура, ^{0}C	26,5	31,2	-	29,6	20	-	-	-	-	-
13	Пластовое давление, МПа	7,6	10,32	-	6,12	4,87	-	-	-	-	-
14	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	-	-	-			-	-	-	-	-
15	Плотность нефти в пластовых условиях, г/$см^3$	0,837	0,836	-	0,838	0,867	-	-	-	-	-
16	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,58	1,025	-	1,17	1,005	-	-	-	-	-
17	Содержание серы в нефти, %	0,2	0,22	0,18	0,24	0,31	0,32	0,29	-	0,29	-
18	Содержание парафина в нефти, %	1,5	0,73	3,2	1,6	-	-	0,76	-	0,51	-

Продолжение таблицы 2.1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Газосодержание нефти, $м^3/т$	3,19	4,63	-	6,32	0,57	-	-	-	-	-
21	Плотность воды в пластовых условиях, $г/см^3$	1,135	1,064	1,066	1,049	1,022	1,012	1,009	1,005	1,005	-
22	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т (утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК), в том числе:										
	по категории В	-	-	-	5838	-	-	-	-	-	
	по категории $С_1$	996	2378	3081	1742	2372	-	-	-	-	589
	по категории $С_2$	-	-	-		-	623	-	-	-	
23	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т (утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК), в том числе:										
	по категории В	-	-	-	2919	-	-	-	-	-	-
	по категории $С_1$	398	950	1233	871	949	-	-	-	-	-

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Изучение коллекторских свойств продуктивных горизонтов основано на результатах лабораторных исследований кернового материала и данных промыслово-геофизических, гидродинамических исследований скважин.

Изучение коллекторских свойств по керну произведено по 296 образцам, начиная от верхнепермских и кончая меловыми отложениями, из них представительных - 276 образцов, из нефтяной части- 118.

Проходка с отбором керна по разрезу скважин *надсолевой* части месторождения с учетом вновь пробуренных скважин, составила 4264,9 м, вынос керна составил 1460,8 м или 34,3%.

Ниже приводятся коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

I-P_2 верхнепермский горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 10,0 м (Г-5) до 49,4 м (Г-14), средняя -25,9 м.

Эффективная толщина варьирует в пределах 4,6м (скв.322)-22,4м (скв.318), среднее -12,8м, нефтенасыщенная в пределах от 4,6м (Г-5) до 22,4 м (скв.318), среднее значение - 12,5м.

В целом по залежи горизонт выражен 1-8 пропластков-коллекторов и характеризуется средним значением коэффициента песчанистости -0,475 д.ед, расчлененности -2,9.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определены по керну и комплексу ГИС.

Среднее значение пористости по 22 представительным образцам, равно Кп ср = 14.63%. Проницаемость параллельно слоистости колеблется в пределах 0.36 - 93.1 мД.

II-T_1 нижнетриасовый горизонт. Общая толщина горизонта колеблется от 8 м (скв. Г-22) до 40 м (скв. Г-4), при среднем значении - 21,2 м, эффективная от 2,1 (скв. Г-22) до 23,0 м (скв. Г-4) среднее значение - 10,7, нефтенасыщенная от 2,1 м (скв. Г-22) до 23,0 м (скв. Г-4), при среднем значении -10,9 м.

В целом по залежи горизонт выражен 1-7 пропластками-коллекторами и характеризуется средним значением коэффициента песчанистости -0,551 д.ед, расчлененности - 2,091.

Горизонт охарактеризован представительными образцами керна, по которым определены фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Проницаемость по газу параллельно слоистости в изученных образцах в среднем - 7.9 мД, перпендикулярно напластованию– 117.33 мД.

Открытая пористость по 26 представительным образцам составляет в среднем - 13.2%., общая пористость - 14.93%.

III–T_1 нижнетриасовый горизонт. Общая толщина горизонта колеблется от 7 м (скв. Г-38) до 65,2 м (скв. Г-16), при среднем значении - 26,6 м, эффективная от 3,0 (скв. 306А) до 32,8 м (скв. Г-31) среднее значение -12,5 м, нефтенасыщенная от 3,0 м (скв. 306А) до 20,7 м (скв. 332) при среднем значении - 9,6 м.

Горизонт состоит из 1-8 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,378 д.ед, расчлененности -3,455.

Открытая пористость по керну в среднем составляет – 21.07%, по представительным образцам - 20.37%, проницаемость по газу параллельная слоистости - 278.46 мД, перпендикулярно слоистости – 130.18 мД.

IV-J_1 нижнеюрский горизонт. Общая толщина горизонта колеблется от 35 м (скв.310) до 72,9 м (скв. Г-3), при среднем значении - 48,8 м, эффективная от 8,0 м (скв.306А) до 39,7 м (скв.302) при среднем значении - 24,1 м, нефтенасыщенная от 4,4 м (скв.318) до 39,7 м (скв.302) при среднем значении -18,7 м.

Горизонт состоит из 1-7 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,496 д.ед, расчлененности - 4,0.

По керну по представительным образцам открытая пористость составляет - 27.29%.

V- J_2 среднеюрский горизонт. Общая толщина в целом горизонту колеблется от 22,5 м (скв.332) до 55,6 м (скв. Г-29), при среднем значении - 39,3 м, эффективная от 6,9 м (скв.328) до 36,6 м (Г-18) при среднем значении - 18,2 м, нефтенасыщенная от 2,4 м (скв.328) до 24,0 м (скв.332) при среднем значении - 11,5 м.

Горизонт состоит из 1-7 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,468 д.ед, расчлененности -3,475.

ФЕС коллекторов определены по керну и ГИС. По керну среднее значение открытой пористости составляет - 29.69%, нефтенасыщенности - 67.19%, проницаемость параллельно напластованию достигает 149,33 мД.

V^I-J_2 среднеюрский горизонт. Общая толщина горизонта колеблется от 6 м (скв.306) до 28 м (скв.I-КН), при среднем значении - 14,6 м, эффективная от 1,6 м (скв.312) до 21,9 м (скв.309) среднее значение - 11,4 м, нефтенасыщенная от 6,8 м (скв.332) до 11,9 м (скв.309) при среднем значении - 9,4 м.

Горизонт состоит из 1-7 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,6 д.ед, расчлененности - 2,0.

Керном горизонт не охарактеризован.

V^{II}-J_2 среднеюрский горизонт. Общая толщина горизонта колеблется от 4,5 м (скв.304) до 23 м (скв.328), при среднем значении 12,2 м, эффективная от 3,1 м (скв.304) до 22,6 м (скв.318) среднее значение 18,2 м, эффективно нефтенасыщенная от 2,0 м (скв.332) до 4,3 м (скв.309) при среднем значении 3,1 м.

Горизонт состоит из 1 - 2 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,83 д.ед, расчлененности -1,304.

Керном горизонт не охарактеризован, поэтому ФЕС коллекторов определены только ГИС.

V^{III}-J_2 – среднеюрский горизонт. Общая толщина горизонта колеблется от 6,0 м (скв.302) до 16 м (скв.306а), при среднем значении 9,2 м, эффективная от 2,0 м (скв.322) до 13,3м (скв.306а) среднее значение 3,9 м, эффективно нефтенасыщенная от 2,3 м (скв.310) до 6,0 м (скв.307) при среднем значении 4,1 м.

Горизонт состоит из 1-3 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости -0,438 д.ед, расчлененности -1,526.

Керном горизонт не охарактеризован.

VI-J_2 среднеюрский горизонт. Общая толщина изменяется от 3 м (Г-4) до 16 м (Г-22), средняя- 7,7м, эффективная варьирует от 1,2 м (скв.306А) до 10,3 м (Г-31)., средняя - 3,9 м, нефтенасыщенная от 1,2 м (скв.306А) до 5,7 м (скв.329) при среднем значении - 3,2 м.

Горизонт состоит из 1 - 3 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,508 д.ед, расчлененности -1,258.

ФЕС коллекторов определены по керну и ГИС.

Открытая пористость по керну довольно высокая и в среднем по горизонту составляет – 30,62%, по нефтяной части – 30.02%., средняя нефтенасыщенность составляет- 57.92%.

VII-g готеривский горизонт. Общая толщина изменяется от 3,0 м (Г-3) до 23 м (Г-29, 30), средняя -11,9 м, эффективная варьирует от 1,0 м (Г-17, Г-22) до 13м (Г-31)., средняя -4,0 м, нефтенасыщенная от 2 м (скв. Г-30) до 3,6м (скв. Г-4) при среднем значении - 2,8 м.

Горизонт состоит из 1-3 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,358 д.ед, расчлененности -1,375.

Горизонт охарактеризован пбразцами керна.

Открытая пористость по керну составляет 18,9- 44,1%.

VIII-b барремский горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 4,0 м (321) до 60 м (Г-16), средняя - 12,6 м, эффективная варьирует от 0,8 м (скв.301) до 8,6 м (Г-5).,

средняя - 3,8 м, нефтенасыщенная от 1,6 м (скв.301) до 5,5 м (скв. Г-30) при среднем значении - 3,0 м.

Горизонт состоит из 1-4 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,342 д.ед, расчлененности - 1,5.

IX-b барремский горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 11,0 м /Г-14/ до 33 м /314/, средняя - 20,3 м, эффективная варьирует от 1,7 м (скв.310) до 24,3 м (Г-17), средняя -12,8 м, нефтенасыщенная от 5,2 м (Г-4) до 6,0 м (скв.305) при среднем значении - 5,2 м.

Среднее значение коэффициента песчанистости 0,660 д.ед, коэффициента расчлененности 2,364

X - барремский горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 8,0 м /скв.332/ до 29 м /П-25/, средняя 18,9 м, эффективная варьирует от 1,6 м (скв.Г-6) до 23,5 м (К-26)., средняя 10,6 м, эффективно нефтенасыщенная от 3,0 м (Г-6) до 23,5 м (скв.К-26) при среднем значении 9,8 м.

Горизонт состоит из 1-4 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости -1 д.ед, расчлененности - 2,3641,5.

ФЕС определены только по комплексу ГИС.

XI-b барремский горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 4,0 м (скв. Г-6) до 14 м (скв. Г16), средняя - 6,6 м, эффективная варьирует от 1,0 м (скв. 308) до 11 м (скв. Г-30), средняя - 5,0 м, нефтенасыщенная от 1 м (скв. 309) до 6,6 м (скв. 328) при среднем значении - 4,3 м. Горизонт состоит из 1-3 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,57 д.ед, расчлененности - 1,5.

Горизонт охарактеризован 12 анализами керна, по котоpовм открытая пористость составляет в среднем - 27.71%.

XI^{I}-b- барремский горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 2,0 м (скв. 311) до 14 м (скв. Г15), средняя - 7,2 м, эффективная варьирует от 0,7 м (скв. 315) до 7,9 м (скв. Г-7), средняя - 3,5 м, нефтенасыщенная от 0,7 м (скв. 315) до 7,9 м (скв. Г-7) при среднем значении - 3,3 м.

Горизонт состоит из 1-3 пропластков-коллекторов и характеризуется средними коэффициентами: песчанистости - 0,524 д.ед, расчлененности -1,389.

ФЕС коллекторов определены только по данным ГИС.

XIIa аптский горизонт. Общая толщина варьирует от 17,3 до 31 м, средняя - 23,4 м; эффективная от 13,3 м (скв.311) до 28,0 м, средняя - 20,3 м; нефтенасыщенная от 2,0 м (скв. 1-КН, Г-38) до 21,3 м (скв. Г-7) при среднем значении - 10,6 м.

Среднее значение коэффициента песчанистости - 0,868 д.ед, коэффициента расчлененности - 1,538. Горизонт состоит из 1-6 пропластков-коллекторов.

Сведения о средних значениях общих, эффективных, нефтенасыщенных и водонасыщенный толщин в целом по горизонтам, пределах изменения толщин и коэффициентах вариации приведены в таблице 2.2.1

Статистические показатели харатеристик неоднородности пласта по надсолевым отложениям приведены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин по горизонтам

Толщина	Наименование	**Горизонты**					
		I-P_2	T_1-II	T_1-III	IV-J_1	V-J_2	V^I-J_2 пласт
Общая	Средняя, м	25,9	21,2	26,6	48,8	39,3	14,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,465	0,438	0,528	0,164	0,245	0,442
	Интервал изменения, м	10,0 - 49,4	8,0 - 40,0	7,0 - 65,2	35,0 - 72,9	22,5 - 55,6	6,0 - 28,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	12,5	10,9	9,6	18,7	11,5	9,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,375	0,514	0,573	0,484	0,518	0,273
	Интервал изменения, м	4,6 - 22,4	2,1 - 23,0	3,0 - 20,7	4,4 - 39,7	2,4 - 24,0	6,8 - 11,9
Водонасыщенная	Средняя, м	6,5	8,9	13,8	13,8	13,4	10,8
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,183	0,568	0,594	0,507	0,672
	Интервал изменения, м		7,6 - 11,2	3,0 - 32,8	1,1 - 31,8	1,0 - 36,6	1,6 - 21,3
Эффективная	Средняя, м	12,8	10,7	12,5	24,1	18,2	11,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,381	0,503	0,597	0,337	0,347	0,673
	Интервал изменения, м	4,6 - 22,4	2,1 - 23,0	3,0 - 32,8	8,0 - 39,7	6,9 - 36,6	1,6 - 21,9

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	Горизонты					
		V^{II}-J_2 пласт	V^{III}-J_2 пласт	VI-J_2	VII-K_1g	VIII-Br	IX-Br
Общая	Средняя, м	12,2	9,2	7,7	11,9	12,6	20,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,377	0,278	0,429	0,344	0,679	0,285
	Интервал изменения, м	4,5 - 23,0	6,0 - 16,0	3,0 - 16,0	3,0 - 23,0	4,0 - 60,0	11,0 - 33,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,1	4,1	3,2	2,8	3,0	5,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,365	0,446	0,424	0,286	0,486	
	Интервал изменения, м	2,0 - 4,3	2,3 - 6,0	1,2 - 5,7	2,0 - 3,6	1,6 - 5,5	
Водонасыщенная	Средняя, м	10,2	4,2	3,9	4,2	4,5	12,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,513	0,548	0,745	0,770	0,700	0,369
	Интервал изменения, м	3,1 - 22,6	0,4 - 8,2	1,0 - 10,3	1,0 - 13,0	0,8 - 8,6	1,7 - 19,1
Эффективная	Средняя, м	10,5	4,4	3,9	4,0	3,8	12,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,492	0,681	0,566	0,762	0,610	0,381
	Интервал изменения, м	3,1 - 22,6	0,4 - 13,3	1,2 - 10,3	1,0 - 13,0	0,8 - 8,6	1,7 - 24,3

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	Горизонты				
		X-Br	XI^{I}-Br	XI-Br	XII-Ka_1	P2
Общая	Средняя, м	18,9	7,2	6,6	23,4	183,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,244	0,388	0,354	0,103	0,267
	Интервал изменения, м	8,0 - 29,0	2,0 - 14,0	4,0 - 14,0	17,3 - 31,0	101,3 - 230,0
Нефтенасыщен-ная	Средняя, м	9,8	4,3	4,3	10,6	46,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,530	0,632	0,557	0,653	0,893
	Интервал изменения, м	3,0 - 23,5	1,0 - 6,6	1,0 - 6,6	2,0 - 21,3	5,0 - 88,6
Водонасыщен-ная	Средняя, м	8,9	3,8	5,5	18,3	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,552	0,486	0,566	0,257	
	Интервал изменения, м	1,6 - 19,0	2,3 - 7,3	2,3 - 11,0	2,3 - 28,0	
Эффективная	Средняя, м	10,6	3,5	5,0	20,3	46,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,478	0,576	0,578	0,149	0,893
	Интервал изменения, м	1,6 - 23,5	0,7 - 7,9	1,0 - 11,0	13,3 - 28,0	4,0 - 88,6

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения
I-P_2	20	0,475	0,490	0,190 0,968	2,900	0,680	1 8
T_1-II	33	0,551	0,406	0,086 - 0,957	2,091	0,649	1 - 7
T_1-III	22	0,378	0,409	0,097 - 0,739	3,455	0,571	1 - 8
IV-J_1	39	0,496	0,324	0,190 - 0,837	4,000	0,344	1 - 7
V-J_2	40	0,468	0,300	0,168 - 0,738	3,475	0,481	1 - 7
V^I-J_2	13	0,600	0,500	0,100 - 1,000	2,000	0,784	1 - 7
V^{II}-J_2	23	0,830	0,208	0,385 - 1,000	1,304	0,353	1 - 2
V^{III}-J_2	19	0,438	0,530	0,067 - 0,882	1,526	0,390	1 - 3
VI-J_2	31	0,508	0,485	0,114 - 1,000	1,258	0,402	1 - 3
VII-K_1g	16	0,358	0,660	0,059 - 0,833	1,375	0,436	1 - 3
VIII-Br	14	0,342	0,735	0,050 - 0,956	1,500	0,549	1 - 4
IX-Br	33	0,660	0,355	0,121 - 0,964	2,364	0,475	1 - 5
X-Br	25	1	0,458	0,097 - 1,000	1,920	0,464	1 - 4
XI^I-Br	18	0,524	0,452	0,140 - 0,950	1,389	0,488	1 - 3
XI-Br	8	0,570	0,431	0,167 - 1,000	1,500	0,471	1 - 3
XII-Ka_1	39	0,868	0,119	0,614 - 1,000	1,538	0,656	1 - 6

2.3 Состав и свойства нефти, газа воды

В пределах юго-восточного крыла месторождения выявлены только нефтяные залежи. Газовые горизонты, газовые шапки отсутствуют.

Изучены состав и свойства нефти в поверхностных и пластовых условиях.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

В поверхностных условиях отобраны и проанализированы 55 проб нефти, в основном при опробовании скважин в период разведки и только 3 пробы (скв.306-А, 323,318) в период пробной эксплуатации. Поверхностные пробы отбирались у устьев скважин.

Свойства и состав разгазированной нефти по горизонтам с определением средних значений приведено в таблицах 2.3.1.

I верхнепермский горизонт. Состав и свойства нефти горизонта изучены по 9 пробам, отобранных в скважинах №№ Г-15 (2 пробы), Г-14 (5 проб), Г-16(1проба), Г-22 (1 проба).

Плотность нефти изменяется от 0,8468 до 0,8807г/см^3 и в среднем составляет - 0,861г/см^3

Кинематическая вязкость в стандартных условиях изменяется от 17,88 до 39,38. сст/сек в среднем составляя -25,3сст/сек, при 50°С от 6,5 до 13сст/сек в среднем - 8,5сст/сек.

Из группового углеводородного состав определено содержание серы, смол сернокислотных, асфальтенов и парафина. Углеводородный состав нефти не определялся.

По данным фракционного состава определен выход фракций с 200°С до 300°С

По физическим свойствам нефти горизонта относятся: по величине плотности к средним II типа; по кинематической вязкости в стандартных условиях к повышенной вязкости, при 50°С к маловязким.

По групповому составу нефти относятся: по содержанию серы к малосернистым (0,21%); сернокислотных смол к высокосмолистым (21,6%); парафина к малопарафиновым (1,47%).

Средний выход бензиновыхфракций выкипающих до 200°С 19,9%, керосиновых - 41%.

II нижнетриасовый горизонт. Горизонт охарактеризован 11 пробами, отобранными из скважин Г-17 (2 пробы) Г-18(1 проба), Г- 6(2 пробы), Г-31(2 пробы), Г-15, Г-14, Г-16, 306А.

Плотность нефти изменяется от 0,8498 до 0,8921г/см^3, в среднем по горизонту составляя -0,8634г/см^3.

Кинематическая вязкость при 20°С изменяется от 13,4 до 113,8сст/сек в среднем - 40,6сст/сек, при 50°С от 6,3 до 28сст/сек в среднем -12,1сст/сек.

По групповому составу содержание в среднем составляет: серы -0,22%, сернокислотных смол -23%, асфальтенов-1,51%, парафина -1,7%.

Нефть характеризуется низкой температурой застывания от 1 до 21°С.

Средний выход фракций составляет: бензиновых -15,9%, керосиновых -37%.

По физическим свойствам нефти относятся: по плотности к -средним II типа, по кинематической вязкости при 20°С и при 50°С к повышенным.

По содержанию компонентов: серы к малосернистым, смол - высокосмолистым, парафина к парафиновым. Углеводородный состав нефти не определялся.

III- нижнетриасовый горизонт. По горизонту отобрано и изучено 6 проб в скважинах №№ Г-6, Г-17, Г-18, Г-4.

Плотность нефти изменяется от 0,8406 до 0,8661г/см^3, в среднем составляет - 0,8588г/см^3.

Кинематическая вязкость при 20°С в среднем составляет -20,6сст/сек, при 50°С - 7,6сст/сек.

Нефть содержит в среднем: серы -0,173%, сернокислотных смол -22,6%, асфальтенов -1%, парафина -3,24%.

По Энглеру средний выход фракций составляет: бензиновых -22,8%, керосиновых - 42%.

По физическим свойствам нефти относятся: по плотности к -средним II типа, по кинематической вязкости при 20°С и при 50°С к повышенным.

По содержанию компонентов: серы к малосернистым, смол - высокосмолистым, парафина к парафиновым. Углеводородный состав нефти не определялся.

IV- нижнеюрский горизонт. Свойства и состав нефти изучен по 13 пробам, отобранным из скважин Г-3(2 пробы), Г-4(2 пробы), Г-5 (3 пробы), Г-6(2 пробы), Г-7(2 пробы), Г-15(2 пробы), 323.

По результатам лабораторных исследований плотность нефти изменяется от 0,836 до 0,9073г/см^3, в среднем составляя -0,898г/см^3.

Кинематическая вязкость при 20°С в среднем составляет -222,7сст/сек, при 50°С 57,1сст/сек.

Нефть содержит в среднем: серы -0,24%, сернокислотных смол -29,7%, асфальтенов -1,05%, парафина -1,63%.

По Энглеру средний выход фракций составляет: бензиновых -2,7%, керосиновых - 18,7%.

По физическим свойствам нефти относятся: по плотности к тяжелым, по кинематической вязкости при 20°С и при 50°С к высоковязким.

По содержанию компонентов: серы - к малосернистым, смол - высокосмолистым, парафина к парафиновым. Углеводородный состав нефти не определялся

V –среднеюрский горизонт. Свойства и состав нефти охарактеризованы по 6 пробам, отобранным из скважин №№ Г-4(2 пробы), Г-6, Г-30(3 пробы).

Плотность нефти в среднем по горизонту составляет -0,9078г/см^3; кинематическая вязкость при 20°С -868,9сст/сек, при 50°С -189,8сст/сек

Нефть содержит в среднем серы -0,31%, сернокислотных смол-33,8%, асфальтенов 1,28%. Содержание парафина не определено.

По Энглеру средний выход фракций составляет: бензиновых -1,4%, керосиновых - 11,5%.

По физическим свойствам нефти относятся: по плотности к тяжелым, по кинематической вязкости при 20°С и при 50°С к высоковязким.

По содержанию компонентов: серы - к малосернистым, смол - высокосмолистым. Углеводородный состав нефти не определялся.

VI-среднеюрский горизонт. По горизонту отобрано и проанализировано 3 пробы из скважин №№ Г-4, Г-6, Г-3.

Физические свойства нефти в среднем составляют: плотность -0,9232г/см^3, кинематическая вязкость при 20°С -1281сст/сек, при 50°С -144,9сст/сек.

Из группового состава в нефти содержится в среднем: серы -0,32%, смол сернокислотных -29,45%, асфальтенов -1,25%. Содержание парафина не определено.

По Энглеру средний выход фракций составляет: бензиновых -0,5%, керосиновых - 12%.

По физическим свойствам нефти относятся: по плотности к очень тяжелым, по кинематической вязкости при 20°С и при 50°С к высоковязким.

По содержанию компонентов нефть относится: серы - к малосернистым, смол - высокосмолистым. Углеводородный состав нефти не определялся

VII- готеривский горизонт. Горизонт охарактеризован 2 пробами из скважины Г-4.

Нефть горизонта характеризуется: плотностью - 0,9132г/см^3. кинематической вязкостью при 20°С - 464,1сст/сек, при 50°С -64сст/сек.

Из группового состава в нефти содержится в среднем: серы -0,28%, смол сернокислотных -32%, парафина -0,76%.

Температура застывания нефти низкая и составляет минус 11-17°С., а температура вспышки высокая плюс 98-158°С.

По Энглеру средний выход фракций составляет: бензиновых -1%, керосиновых - 15%.

По физическим свойствам нефти относятся: по плотности к очень тяжелым, по кинематической вязкости при 20°С и при 50°С к высоковязким.

По содержанию компонентов нефть относится: серы - к малосернистым, смол сернокислотных - высокосмолистым, парафина - малопарафиновым. Углеводородный состав нефти не определялся

X- барремский горизонт. По горизонту отобрана и изучена 1 проба нефти, по результатам которой плотность нефти -0,9143г/см^3, кинематическая вязкость при 20°С - 464,2сст/сек, при 50°С -121,7сст/сек.

Из группового состава в нефти содержится: серы -0,24%, смол сернокислотных - 32%, парафина -0,623%.

По Энглеру фракции представлены только керосиновыми в объеме -14%.

По физическим свойствам нефти относятся: по плотности к тяжелым, по кинематической вязкости при 20°С и при 50°С к высоковязким.

По содержанию компонентов нефть относится: серы - к малосернистым, смол сернокислотных – высокосмолистым, парафина –малопарафиновым. Углеводородный состав нефти не определялся

XI'- барремский горизонт. По горизонту имеется одна проба из скважины Г-7. По результатам лабораторных изучений плотность нефти составляет -0,9317г/см^3., кинематическая вязкость при 20°С -371,9сст/сек., при 50°С – 285,5сст/сек.

Групповой состав нефти представлен: серой - 0,29%, смол сернокислотных -46%, парафина -0,513%. По Энглеру фракции представлены только керосиновыми в объеме - 9%.

По физическим свойствам нефти относятся: по плотности к очень тяжелым, по кинематической вязкости при 20°С и при 50°С к высоковязким.

По содержанию компонентов нефть относится: серы - к малосернистым, смол сернокислотных – высокосмолистым, парафина –малопарафиновым

По данным приведенных анализов нефти барремксих горизонтов являются тяжелыми, малосернистыми, сильно смолистыми, малопарафиновыми, высоковязкими. Углеводородный состав нефти не определялся

XII – аптский горизонт. По горизонту изучено 2 пробы нефти из скважин Г-4, Г-7.

Средние физико-химические свойства нефти по горизонту следующие: плотность - 0,9208г/см^3, содержание серы -0,31%, сернокислотных смол -33%, парафина -1,06%,

кинематическая вязкость при 20°С -918,3сст/сек., при 50°С -107,25сст/сек, температура застывания колеблется от минус 9 до минус -19°С.

Выход фракций, выкипающих до 300°С, составляет -10,5%

Согласно приведенным данным, нефть аптского горизонта является тяжелой, малосернистой, малопарафиновой, высокосмолистой, высоковязкой. Углеводородный состав нефти не определялся

По результатам лабораторных исследований прослеживается закономерность, что свойства нефти меняются по разрезу в зависимости от глубины залегания продуктивного горизонта. С увеличением глубины уменьшается плотность, количество смол, вязкость, возрастает содержание легких фракций и парафинов.

Таблица 2.3.1.1 -Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		Скв.	проб		
1		2	3	4	5
Горизонт I-Р2					
Плотность, г/см^3		4	9	0,847 - 0,881	0,861
Вязкость, мм^2/с					
20 ºС		4	9	17,88 - 39,38	25,3
50 ºС		4	9	6,5 - 13	8,5
Температура застывания, ºС		4	9	-21,0 - 19,0	-6
Температура насыщения парафином, ºС				-	
массовое содержание, %	Серы	4	9	0,16 - 0,32	0,21
	Смол сернокислотных	4	9	18 - 28	21,6
	Асфальтенов	4	9	0,63 - 2,29	1,053
	Парафинов	4	9	1,195 - 2,05	1,47
фракционный состав по Энглеру, %	н.к. 100ºС	4	9	2 - 2	2,0
	до 150ºС	4	9	12 - 12	12
	до 200ºС	4	9	12 - 25	19,9
	до 300ºС	4	9	32 - 45	40,75
Горизонт Т-II					
Плотность, г/см^3		8	11	0,850 - 0,892	0,8634
Вязкость, мм^2/с					
20 ºС		8	11	13,4 - 113,8	40,6
50 ºС		8	11	6,3 - 28	12,1
Температура застывания, ºС		8	11		
Температура насыщения парафином, ºС				-	
массовое содержание, %	Серы	8	11	0,17 - 0,28	0,22
	Смол сернокислотных	8	11	0,95 - 31,00	23,0
	Асфальтенов	8	11	0,97 - 3,03	1,51
	Парафинов	8	11	1,25 - 2,68	1,7
фракционный состав по Энглеру, %	н.к.	8	11	120,0 - 120,0	120,0
	до 150ºС	8	11	6,0 - 6	6
	до 200ºС	8	11	5,5 - 26,0	15,9
	до 300ºС	8	11	24,0 - 44,0	37,0

Продолжение таблицы 2.3.1

1		2	3	4			5
Горизонт Т-III							
Плотность, г/см^3		4	6	0,841	-	0,866	0,8588
Вязкость, мм^2/с							
20 ºС		4	6	9,8	-	28,1	20,6
50 ºС		4	6	5	-	9,2	7,6
Температура застывания, ºС		4	6	-6	-	9	2,67
Температура насыщения парафином, ºС					-		
массовое содержание, %	Серы	4	6	0,14	-	0,20	0,173
	Смол сернокислотных	4	6	18,00	-	27,00	22,6
	Асфальтенов	4	6	0,68	-	1,2	1,0
	Парафинов	4	6	2,95	-	3,7	3,24
фракционный состав по Энглеру, %	н.к. 100ºС				-		
	до 150ºС				-		
	до 200ºС	4	6	20	-	27	22,8
	до 300ºС	4	6	40	-	47	42
Горизонт J1-IV							
Плотность, г/см^3		7	13	0,836	-	0,907	0,898
Вязкость, мм^2/с							
20 ºС		7	13	133,1	-	1622,1	222,7
50 ºС		7	13	26,2	-	186,9	57,1
Температура застывания, ºС		7	13	-22,0	-	2,0	-13
Температура насыщения парафином, ºС					-		
массовое содержание, %	Серы	7	13	0,21	-	0,29	0,24
	Смол сернокислотных	7	13	26	-	34	29,7
	Асфальтенов	7	13	0,69	-	1,81	1,05
	Парафинов	7	13	1,19	-	2,46	1,63
фракционный состав по Энглеру, %	н.к. 100ºС				-		
	до 150ºС				-		
	до 200ºС	7	13	0,25	-	5	2,7
	до 300ºС	7	13	13	-	25	18,7
Горизонт J2-V							
Плотность, г/см^3		3	6	0,866	-	0,923	0,9078
Вязкость, мм^2/с							
20 ºС		3	6	322,3	-	1615,8	868,9
50 ºС		3	6	37,90	-	174,60	189,8
Температура застывания, ºС		3	6	-20,00	-	5,00	

Продолжение таблицы 2.3.1

1		2	3	4	5
Температура насыщения парафином, ºС				-	
массовое содержание, %	Серы	3	6	0,26 - 0,35	0,31
	Смол сернокислотных	3	6	- 44,00	33,8
	Асфальтенов	3	6	0,88 - 1,78	1,28
	Парафинов			-	
фракционный состав по Энглеру, %	н.к. 100ºС			-	
	до 150ºС			-	
	до 200ºС	3	6	0,8 - 3,0	1,4
	до 300ºС	3	6	9,0 - 19,0	11,5
Горизонт J2-VI					
Плотность, г/см^3		3	3	0,9178 - 0,929	0,9232
Вязкость, мм^2/с					
20 ºС		3	3	213,5 - 2579,5	1281,0
50 ºС		3	3	41,1 - 258,3	144,9
Температура застывания, ºС		3	3	-23 - -4	-13,5
Температура насыщения парафином, ºС				-	
массовое содержание, %	Серы	3	3	0,28 - 0,38	0,32
	Смол сернокислотных	3	3	0,34 - 46,00	29,45
	Асфальтенов	3	3	0,64 - 1,93	1,25
	Парафинов			-	
фракционный состав по Энглеру, %	н.к. 100ºС			-	
	до 150ºС			-	
	до 200ºС	1	1	0,5 - 0,5	0,5
	до 300ºС	3	3	6,5 - 15,0	12,0

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

В пластовых условиях отобраны и проанализированы 42 пробы нефти, в основном при опробовании скважин в период разведки и только 2 пробы (скв.318, 323) в период пробной эксплуатации.

Горизонты не равномерно охарактеризованы глубинными пробами. Наибольшее количество проб отобрано по I-P_2 и IV-J_2 по 13 проб. Горизонты VI- J_2, VII- J_2, X-br, XI- br , XII-а пробами не освещены.

I-нижнепермский горизонт. По горизонту отобрано и проанализировано 2 пробы в период разведки (скв. Г-22) и 2 пробы в период пробной эксплуатации из скв.318. Обе пробы из скважины 318 отобраны выше интервала перфорации на 50-60м., поэтому получены высокие значения газосодержания и являются некондиционными и не принимают участие в определении средних значений.

По результатам анализов скв. Г-22 нефть характеризуется плотностью -0,8368г/см3, динамической вязкостью -9,39Сст при пластовом давлении -7,6МПа и 8,9Сст при давлении насыщения -3,975МПа. Газосодержание изменяется от 2,57 до 3,8 м3/т и в среднем составляет -3,185м3/т.

Нефть характеризуется объемным коэффициентом -1,0165, усадкой -1,58%.

По плотности нефть относится к легким нефтям I класса, по динамической вязкост к нефтям с повышенной вязкостью. Давление насыщения почти в 2 раза ниже пластового давления, т.е. нефти не донасыщенны газом.

II-T_1 горизонт. Горизонт охарактеризован 4-мя пробами из 2х разведочных скважин Г-22,31.

Нефть характеризуется плотностью -0,836г/см^3, динамической вязкостью -9,52Сст при пластовом давлении-10,3МПа и 8,98Сст при давлении насыщения -4,8МПа. Среднее значение объемного коэффициента – 1,025, усадка -2,41%. Газосодержание изменяется от 1,53 до 9,71м^3/т и в среднем составляет -4,6м^3/т.

По плотности нефть относится к легким нефтям I класса, по динамической вязкости к нефтям с повышенной вязкостью. Давление насыщения в 2 раза ниже пластового давления, т.е. нефти не донасыщенны газом.

V-J_2 горизонт. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Г-30. Нефть характеризуется плотностью -0,8665г/см^3, динамической вязкостью -34,34Сст при пластовом давлении-4,87МПа и 32,5Сст при давлении насыщения -2,64МПа. Среднее значение объемного коэффициента – 1,005, усадка -0,5%. Газосодержание составляет-0,57м^3/т.

По плотности нефть относится к средним нефтям, по динамической вязкости к высоковязким нефтям с повышенной вязкостью. Давление насыщения в 2 раза ниже пластового давления, т.е. нефти не донасыщенны газом.

IV-J_1 горизонт. По горизонту отобрано и проанализированы 2 пробы, из которых одна из разведочной сквапжины Г-15 и одна из разведочно-эксплуатационной скважины 323.

По данныи анализов плотность нефти изменяется от 0,79 до 0,8853 и в среднем составляет -0,8376г/см^3. Динамическая вязкость в среднем -84,25Сст при среднем пластовом давлении -6,12МПа, и 85,5Сст при среднем давлении насыщения 3,04МПа.

Среднее значение объемного коэффициента – 1,1695, усадка -2,815%. Газосодержание изменяется от 1,67 до 10,97м^3/т и в среднем составляет-6,32м^3/т.

По плотности нефть относится к легким I класса, по динамической вязкости к высоковязким нефтям. Давление насыщения в 2 раза ниже пластового давления, т.е. нефти не донасыщенны газом.

Свойства пластовой нефти по горизонтам приведено в таблицах 2.3.2.

Таблица.2.3.2 - Свойства пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I – P_2 горизонт				
Нефть				
Давление насыщения газом, МПа	2	4	3,8 - 4,7	4,3
Газосодержание, м³/т	2	4	2,6 - 57,2	29,7
Пластовая температура	2	4	26 - 31	28,7
Пластовое давление	2	4	6,5 7,6	7,1
Плотность, г/см³	2	4	0,8005 0,844	0,8187
Плотность сепарированной нефти,(при20градС) г/см³	2	4	0,842 0,8584	0,8523
Вязкость, мПа*с	2	4	4,75 11,61	7,07
Вязкость сепарированной нефти (при 50 градС), мПа*с	2	4	7,6 13,23	10,42
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	2	4	1,013 1,149	1,082
Температура насыщения парафином, ºС				
Усадка, %	2	4	1,2 12,97	7,1975
T-II горизонт				
Нефть				
Давление насыщения газом, МПа	2	4	4,8 - 5,0	4,9
Газосодержание, м³/т	2	4	1,5 - 9,7	4,6
Пластовая температура	2	4	30 - 33	31,3
Пластовое давление	2	4	10,3 10,3	10,3
Плотность, г/см³	2	4	0,8316 0,846	0,8364
Плотность сепарированной нефти,(при20градС) г/см³	2	4	0,8493 0,86	0,8540
Вязкость, мПа*с	2	4	7,34 12,12	9,52
Вязкость сепарированной нефти (при 50 градС), мПа*с	2	4	7,6 17,7	12,62
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	2	4	1,020 1,035	1,025
Температура насыщения парафином, ºС				
Усадка, %	2	4	2 3,4	2,4125

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5
IV-J1 горизонт				
Нефть				
Давление насыщения газом, МПа	2	2	2,9 3,18	3,04
Газосодержание, м³/т	2	2	1,67 10,97	6,3
Пластовая температура	2	2	27 32,2	30
Пластовое давление	2	2	5,87 6,37	6,1
Плотность, г/см³	2	2	0,79 0,885	0,83765
Плотность сепарированной нефти,(при20градС) г/см³	2	2	0,896 _ 0,907	0,90155
Вязкость, мПа*с	2	2	78,76 89,74	84,250
Вязкость сепарированной нефти (при 50 градС), мПа*с	2	2	121,9 - 121,9	121,9
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	2	2	1,034 1,305	1,170
Температура насыщения парафином, ºС				
Усадка, %	2	2	2,34 _ 3,29	2,815
IV-J2 горизонт				
Нефть				
Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	2,6
Газосодержание, м³/т	1	1	-	0,6
Пластовая температура	1	1	-	20,0
Пластовое давление	1	1		4,9
Плотность, г/см³	1	1		0,8665
Плотность сепарированной нефти,(при20градС) г/см³	1	1		0,8714
Вязкость, мПа*с	1	1		34,34
Вязкость сепарированной нефти (при 50 градС), мПа*с	1	1		29,70
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1		1,005
Температура насыщения парафином, ºС				
Усадка, %	1	1		0,5

Товарная характеристика нефти

Технологические характеристики нефти изучены только по надсолевым отложениям по 3 продуктивным горизонтам – III –T_1, IV-J_1, V-J_2.

III –T_1 нижнетриасовый горизонт. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет -22,8%. В бензиновых фракциях преобладают парафиновые углеводороды, содержание нафтеновых – среднее, ароматических –низкое.

Бензиновая фракция имеет октановое число с 0,82 г ТЭС-66,4 и является лишь компонентом автомобильного бензина А-66, т.к. обладает утяжеленным фракционным составом.

Из нефти может быть получено 18,75% реактивного топлива, отвечающего требованиям ГОСТ на топливо ТС-1, а также флотские мазуты марок Ф-5 и Ф-12 с выходом 76,4 и 65,2% и топочные мазуты марок 40. 100. 200 с выходом 55,6; 46,8 и 49,0% на нефть. Нефть может быть переработана по следующим вариантам:

I вариант.

1. Газ до C_4 включительно - 0,1%
2. Компонент автомобильного бензина А-66 (фракция 28-200°С) -20,1%.
3. Дизельное летнее топливо (фракция 200-350°С)- 25,3%.
4. Базовое дистиллятное масло с вязкостью при 50С -24,9сст и ИВ-91 (фракции 350 - 450°С, составляющей 16% на нефть)-12,5%.
5. Базовое дистиллятное масло с вязкостью при 50С -44,1сст, при 100°С -8,6сст и ИВ-91,5(из фракции 450-500°С, составляющей 8,5% нефть) -6,2%.
6. Базовое остаточное масло с вязкостью при 100°С -38,62сст и ИВ 84,8(из остатка выше 500°С, составляющего 30,0% на нефть) -13,5%.

II вариант.

1. Газ включительно до C_4-0,1%.
2. Компонент автомобильного бензина (фракция 28-120°С)- 8,1%.
3. Реактивное топливо ТС-1(фракция 120-240°С) -18,7%.
4. Компонент летнего дизельного топлива (фракция 240-35°0)-18,6%.
5. Сырье для деструктивных процессов (остаток выше 350° С)-54,5%

III вариант.

Газ до C_4 включительно -0,1%.

Компонент автомобильного бензина (фракция 28-150°С)-12,4;

Осветительный керосин (фракция 150-280°С)-21,2%

Сырье для каталитического крекинга (фракция 350-500°С)-24,5%

Сырье для деструктивных процессов (остаток выше 500°С)

IV - нижнеюрский горизонт /IV-J_1/ Выход бензиновых фракций выкипающих до 200°С составляет 18,7%. В углеводородном составе бензиновой фракции преобладают

нафтеновые углеводороды - 89%. Содержание ароматических и парафиновых незначительное.

Нефть может быть переработана по следующим вариантам.

I вариант.

1. Компонент зимнего дизельного топлива (фракция 145-350°С)- 27,6%.
2. Топочный мазут марки «40» (остаток выше 350°С)-72,4%.

II вариант.

1. Компонент тракторного керосина (фракция 145-280°С)-12,5%.
2. Флотский мазут Ф 12 (остаток выше 280°С)-87,5%.

III вариант.

1. Осветительный керосин (фракция 145-240°С)- 5,2%.
2. Компонент зимнего дизельного топлива (фракция 240-350°С) -22,4%
3. Сырье для каталитического крекинга (фракция 350-500°С) -28,3%.
4. Сырье для деструктивных процессов (остаток выше 500°С)-44,1%

IV вариант.

1. Компонент зимнего дизельного топлива (фракции 145-350°С) -27,6%.
2. Базовое дистиллятное масло с вязкостью при 50°С -14,72сст и ИВ-87 (из фракции 350-450°С, составляющей 20% на нефть)-16,8%.
3. Базовое дистиллятное масло с вязкостью при 50°С-65,93сст при 100°С-10,05сст и ИВ -80(из фракции 450-500°С, составляющей 8,3% на нефть)-7,3%.
4. Базовое остаточное масло с вязкостью при 100°С -35,5сст и ИВ91 (из остатка выше 500°С, составляющего 44,1 на нефть)-24,4%.

V – среднеюрский горизонт /V-J_2/ Бензиновые фракции выкипающие при 200°С практически отсутствую, вследствие чего из нефти не могут быть получены бензины и реактивное топливо.

Нефть может быть переработана по 2 вариантам.

I вариант.

1. Компонент зимнего дизельного топлива (фракция 175-350°С)-25,2%.
2. Сырье для каталитического крекинга (фракция 350-500°С) -33,2%.
3. Сырье для деструктивных процессов (остаток выше 500°С)-41,6%.

II вариант.

1. Керосиновый дистиллят (фракция 173-240°С) -5,6%.
2. Компонент зимнего дизельного топлива (фракция 240-350°С) -19,6%.
3. Базовое дистиллятное масло с вязкостью при 50°С-19сст и ИВ 61(из фракции 350-450°С, выход которой на нефть составляет -21,7%)- 19,81%.

4. Базовое дистиллятное масло с вязкостью при 100°С-10,45сст и ИВ 67(из фракции 450-500°С, выход которой на нефть составляет -11,5%)- 10,11%.

5. Базовое остаточное масло с вязкостью при 100°С -39,6сст и ИВ 81,2 (из остатка выше 500°С, выход которого на нефть составляет -41,6%)-23,8%.

Состав и свойства газа

Состав и свойства растворенного в нефти газа изучены по 4 продуктивным горизонтам, а именно- I-P_2, II-T_1, III-T_1, IV- J_1.

Анализы произведены в основном в период разведки и только 2 пробы (скв. 318, 323) в период пробной эксплуатации.

В период разведочных работ анализы производились в лаборатории Актюбинского отделения института геологии и геофизики на газоанализаторе системы АТИ и хроматографе модели №4, в период пробной эксплуатации в лаборатории исследования физико-химических свойств пластовых флюидов ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

Компонентный состав выделившегося газа и разгазированной нефти определены на газожидкостном хроматографе фирмы «Aqilent –TECHNOLOGIES” (США) в соответствии с ГОСТом 23781-87 «Газы горючие природные».

Компонентный состав и свойства растворенного газа по горизонтам приведено в таблицах 2.3.3. По данным таблицы 5.4 компонентный состав газа представлен в основном метаном и его гомологами, кислыми и инертными газами. Сероводород отсутствует

По результатам анализов газ всех горизонтов относится к метановым, т.к. содержание метана составляет от 77,9% (III-T_1) до 90,7%(IV-J_1), горючим.

По I-P_2 горизонту относится к жирным, т.к. содержание бутана и пропана составляет 7 и 14,5% соответственно, по остальным горизонтам к сухим.

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав и свойства растворенного газа

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I – P_2 горизонт				
Удельный вес по отношению к воздуху	1	1	1,044	-
Компоненты, % объемн.				
Метан	3	3	59,2 - 92,5	80,6
Этан	3	3	1,3 - 9,86	4,6
Пропан	3	3	0,7 - 14,5	5,6
Бутан	1	1	7,0	7,0
Изобутан	3	3	0,5 - 3,01	1,5
Пентан	1	1	1,91	
Углекислый газ	2	2	2,5 - 2,6	2,55
Азот	3	3	0,75 - 2,5	1,7
Уд. вес расчетный, г/см^3	2	2	0,610 - 0,6144	0,612
T_1-II				
Удельный вес по отношению к воздуху	-	-	-	-
Компоненты, % объемн.				
Метан	3	3	65,8 - 92,8	82,7
Этан	3	3	1 - 11,3	4,5
Пропан	3	3	0,5 - 12,7	4,6
Бутан	-	-	-	-
Изобутан	3	3	0,2 - 0,4	2,4
Пентан	-	-	-	-
Углекислый газ	3	3	1,2 - 1,5	1,3
Азот	3	3	2,5 - 7,5	4,5
Уд. вес расчетный, г/см^3	-	-	-	-
T_1-III				
Удельный вес по отношению к воздуху	-	-	-	-
Компоненты, % объемн.				
Метан	1	1	77,9	77,9
Этан	1	1	10	10
Пропан	1	1	5	5
Бутан	-	-	-	-
Изобутан	1	1	1,7	1,7
Пентан	-	-	-	-
Углекислый газ	1	1	1,9	1,9
Азот	1	1	3,5	3,5
Уд. вес расчетный, г/см^3	1	1	0,713	0,713

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5
IV-J_1				
Удельный вес по отношению к воздуху	1	1	1,697	-
Компоненты, % объемн.				
Метан	4	4	84,1 - 96,8	90,7
Этан	3	3	1,1 - 4,67	2,4
Пропан	3	3	0,7 - 3,88	1,82
Бутан	1	1	0,26	0,26
Изобутан	3	3	0,3 - 0,56	0,39
Пентан	1	1	0,26	0,26
Углекислый газ	4	4	0,73 - 1,6	1,16
Азот	4	4	1,6 - 7,0	3,8
Уд. вес расчетный, г/см^3	3	3	0,605 - 0,677	0,633

Состав и свойства пластовых вод, оценка промышленного значения их компонентов

Месторождение Каратюбе расположено в юго-восточной прибортовой части Прикаспийской впадины, являющейся частью водонапорной системы Северо-Каспийского артезианского бассейна.

В разрезе месторождения выделяется три водоносных комплекса:

-надсолевой (верхнепермский, триасовый и юрско-меловой).

Гидрогеологические этажи представляют собой самостоятельные водонапорные системы со своим гидродинамическим режимом.

Характеристика водоносных горизонтов

Надсолевой гидрогеологический этаж находится в условиях инфильтрационного гидродинамического режима. Главные источники питания подземных вод является Актюбинское Приуралье и западный склон Мугоджар, где обнажаются отложения почти всех водоносных комплексов.

Местными областями питания и разгрузки служат зоны тектонических нарушений, участки водоносных горизонтов вблизи плоскостей стратиграфического и углового несогласий, а также сводовые части соляных куполов. Движение вод направлено в региональном масштабе с северо-востока на юго-запад.

Воды, пригодные для хозпитьевого водоснабжения объекта месторождения Каратюбе, были получены из верхнего безнапорного водоносного горизонта *альбских* отложений. Минерализация составляет 0,4-0,6 г/дм^3.

Воды, пригодные для технического водоснабжения были получены в нижней части водоносного комплекса отложений альба. Предполагаемый дебит из каждой эксплуатационной скважины опытного куста может составить не менее 10 дм^3/с. По

химическому составу воды слабосолоноватые с минерализацией 2,3–2,6 г/дм^3 и относятся к сульфатно-натриевому или гидрокарбонатно-натриевому типу.

К наиболее мощным, хорошо выдержанным по площади и достаточно водообильным водоносным комплексам относятся отложения *татарского яруса верхней перми, нижней и средней юры и верхнеальбского подъяруса нижнего мела.* Менее мощными, но также широко распространенными комплексами являются песчанистая толща в подошве аптского яруса, песчаный горизонт барремского яруса, песчано-галечниковая пачка нижней юры.

Подземные воды верхнепермских отложений

Водоносный комплекс татарских отложений верхней перми. В разрезе месторождения Каратюбе воды *верхней перми* представлены водоносным комплексом татарских отложений, приуроченных к терригенному толще ярусу и вскрытых на юго-восточном крыле структуры в скв Г-11, Г-12, Г-16. Толщина водоносного горизонта составляет 27,5-30м, достигая 32 м. Глубина залегания варьирует от 2025 до 769м. Воды высоконапорные, статические уровни вод составляют 120-160 м от устья скважин. При испытании скважин были получены дебиты от 0,8 до 93,4 м^3/сут.

Подземные воды триасовых отложений.

Нижнетриасовый водоносный комплекс приурочен к песчано-галечниковой толще соркульской и кокжидинской свит. Литологически комплекс представлен переслаиванием разнозернистых песчаников, алевролитов с конгломератами.

Горизонт вскрыт и опробован на северо-западном крыле в скв. Г-2, и юго-восточном крыле в скв. Г-14 (южный блок), в скв. Г-15 (центральный блок), скв. Г-18 (кокжидинская свита).

Глубина залегания горизонта на северо-западном крыле – 770-760 м, юго-восточном – 792-768 м

В скв. Г-2 был получен приток воды дебитом 0,05-0,08 м^3/сут. В скважинах Г-7, Г-14, Г-15 была получена чистая вода, максимальный дебит воды составил 145 м^3/сут, минимальный – 0,1 м^3/сут.

Подземные воды юрских отложений.

В пределах рассматриваемой территории подземные воды юрских отложений имеют довольно широкое распространение. Основными водоносными комплексами являются нижнеюрский и среднеюрский.

Нижнеюрский водоносный комплекс вскрыт скважинами Г-1 и Г-24 на северо-западном крыле структуры и скважинами Г-14, Г-15 и Г-3 на юго-восточном крыле. Водовмещающими отложениями рассматриваемого комплекса является толща терригенных

пород, сложенная песками, алевритами и песчаниками, переслаивающимися с глинами, гравеллитами и алевролитами.

В пределах северо-западного крыла водоносный горизонт залегает на глубине 552-558 м, на юго-восточном крыле – 680—716м (северный блок) и 729-735м (южный блок). Толщина водоносного комплекса изменяется от 63 до 73 м. Воды напорные, статические уровни устанавливаются на глубине 12-23 м ниже устья. В скважинах Г-3, Г-14 максимальный дебит воды составил 214 м^3/сут.

Среднеюрский водоносный комплекс вскрыт скважиной Г-1 на северо-западном крыле и скважинами Г-5, Г-6, Г-7, Г-14 на юго-восточном крыле структуры. Водовмещающие отложения представлены переслаиванием песков, алевритов, песчаников, алевролитов, глин и бурых углей.

Подземные воды нижнемеловых отложений.

Подземные воды нижнемеловых отлоджений представляют одну из самых мощных и широко распространенных водонапорных систем Прикаспийской впадины.

Пробуренные скважины в пределах месторождения вскрыли в нижнемеловых отложениях водоносные горизонты.

Физические свойства и химический состав подземных вод

Подземные воды надсолевых отложений на месторождении Каратюбе изучены по 30-ти пробам из 12 скважин. Последние отобранные пробы за 2007 год были проанализированы испытательной лабораторией НИИ АО «СПНС – Актобемунайгаз».

Произведен анализ результатов исследований и отбраковка непредставительных проб для дальнейшей характеристики состава и свойств вод.

Состав и свойства пластовых вод по горизонтам, скважинам приведены в табл. 6.2.

По 26 пробам воды определялось содержание микрокомпонентов: йода, брома и др. По 6 скважинам определялся состав растворенных газов.

Водоносный комплекс татарских отложений верхней Перми.

Минерализация пластовых вод колеблется от 110,0 до 241,8 г/дм^3, в среднем составляя 184,6 г/дм^3. Плотность вод изменяется от 1,0768 до 1,1635 г/см^3, pH среды равна 6,2-7,7. Воды высокометаморфизованы, коэффициент метаморфизации равен 0,81-0,95. Воды по классификации Сулина хлоркальциевого типа, третьего класса по Пальмеру. В водах содержится: йода 2,12–32,8 мг/дм^3, брома 46,7–350 мг/дм^3, бора-10,2-162 мг/дм^3.

Нижнетриасовый водоносный комплекс.

По химическому составу воды нижнетриасового комплекса хлоркальциевого типа с минерализацией 92,1 – 99,2 г/дм^3. Плотность вод изменяется от 1,0642 до 1,1689 г/см^3, pH среды - 7-7,6; коэффициент метаморфизации составляет 0,93-0,97.

Содержание микрокомпонентов: йода – 2,0-5,9 мг/ дм^3, брома – 33,0-62,5 мг/дм^3, бора – 20,5-30,4 мг/дм^3.

Помимо ионно-солевого состава вод была проанализирована их газовая составляющая по скважинам Г-16, Г-6. Основную массу углеводородов представляет метан, содержание которого варьирует от 61,71 до 61,91 %.

Юрский водоносный комплекс.

Минерализация пластовых вод нижне- и среднеюрских отложений изменяется по горизонтам: J_2 - от 10,8 до 13,7 г/дм^3, VI-J_2 - от 13,3 до 16,6 г/дм^3, V-J_2 - от 20,7 до 24,4 г/дм^3, IV-J_1 – от 51 до 83,2 г/дм^3. Плотность вод изменяется от 1,0085 до 1,0573 г/см^3, pH среды меняется в пределах от 6,2 до 8,4. Воды среднеюрских отложений по классификации Сулина сульфатно-натриевого состава, коэффициент метаморфизации равен 1,01-1,09. Воды нижнеюрских отложений высокометаморфизованные, коэффициент метаморфизации равен 0,98-0,99, хлоркальциевого типа по Сулину, третьего класса по Пальмеру.

Содержание микрокомпонентов: йода – от 0,2 до 4,2 мг/дм^3, брома от 1,2 до 20 мг/дм^3, бора - от 6,0 до 30,4 мг/дм^3.

Газовый состав подземных вод месторождения, изученный сотрудниками ВНИИГАЗа, характеризуется 16 представительными анализами проб растворенных газов, отобранных из водоносных комплексов верхнепермских, нижнетриасовых, нижне-, средне- и нижнемеловых отложений.

Состав растворенных газов *верхнепермских* отложений на северо-западном и юго-восточном крыльях - азотно-метановый и метановый. Самое высокое содержание метана отмечено на юго-восточном крыле структуры. Газонасыщенность пластовых вод изменяется в пределах от 653 до 841 см^3/л. Тяжелые углеводороды в водах верхнепермского водоносного комплекса

представлены в основном этаном; их концентрация не превышает долей процента. В целом газонасыщенность вод верхнепермских отложений невысокая. Общие упругости составляют 30,14-45,70 атм при пластовых давлениях 97,7-98,7 ат. Дефицит давления насыщения, т.е. разность между пластовым давлением и давлением насыщения (общей упругостью) очень высок до 50ат. Т.е. подземные воды верхнепермского водоносного комплекса (I-P_2 продукт. горизонт) значительно недонасыщены газом.

Состав растворенных газов *нижнетриасового* водоносного комплекса имеет метановый состав. Содержание метана достигает 61,71-61,91%. В составе тяжелых углеводородов преобладают этан и пропан. Содержание азота не превышает 2,36%. Содержание углекислоты составляет 0,63-0,73%. Данных по газонасыщенности нет.

Состав растворенных газов *нижнеюрского* водоносного комплекса метановый и содержание метана составляет 90,59%, этана – 4,3%. Азот содержится в небольшом количестве.

Состав растворенных газов *среднеюрского* водоносного комплекса изменяется от азотного и азотнометанового до метанового. Содержание азота от 91,3 до 48,6%, метана – от отс. до 38,7%. Давление насыщения – от 8,46-2,71 ат до 10,06ат.

Состав растворенных газов *нижнемеловых* отложений – почти чисто азотный, его содержание – 96,58-95,41%. Концентрация углекислоты – 1,0-1,5%. Давление насыщения составляет 9,01-1,71 ат. Таким образом, газонасыщенность пластовых вод Каратюбинского месторождения изменяется в пределах от 30-37 $см^3$/л до 824-841 $см^3$/л и закономерно увеличивается с глубиной. Как показывает анализ имеющегося материала, для района характерна недонасыщенность подземных вод растворенными газами.

Согласно СНиП-28-73 1980г. воды агрессивны по отношению к бетону и цементу и обладают весьма высокой коррозионной активностью (ГОСТ 901574, 1984г.) по отношению к стали и бетону.

2.4. Физико-гидродинамические характеристики

По состоянию на 01.071.2021 года в скважинах месторождения Каратюбе выделено 16 продуктивных горизонтов в надсолевой части разреза, подкарнизная залежь в верхнепермских отложениях.

На дату подсчета запасов 1968г. было проанализировано 296 образцов керна по разрезу, начиная от верхнепермских и кончая меловыми отложениями, из них представительных -276 образцов, из нефтяной части- 118.

Сплошной отбор керна из продуктивной части разреза был проведен в скважинах К-24, Г-22, Г-29, Г-32.

Полевое описание керна по всем глубоким и структурно-поисковым скважинам, пробуренным в период 1966-1968 года, приведено в отчете по подсчету запасов нефти за 1968г.

В надсолевой части месторождения в период 2004-2005 годы был отобран керн колонковым буром из семи скважин – скв. 1-КН, 302, 306, 306, 311, 312, 323.

Описание и петрографическое изучение пород по скважинам 1-КН, 302, 306 проведено в лаборатории ОАО «АктюбНИГРИ» (г. Актобе) и представлено в текстовом приложении 6.1. кн. III.

Проходка с отбором керна по разрезу скважин *надсолевой* части месторождения с учетом вновь пробуренных скважин, составила 4264,9м; вынос керна составил 1460,8 м или 34,3%.

При определении физических параметров коллекторов продуктивных горизонтов использованы результаты анализов отобранного керна и материалы промысловой геофизики.

По данным лабораторных исследований кернового материала определялись пористость, нефтенасыщенность и проницаемость.

По материалам промысловой геофизики определялись пористость и нефтенасыщенность.

Проницаемость определена по данным керна и гидродинамических исследований скважин.

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по горизонтам приведена в таблице 2.2.3

Надсолевые отложения.

I верхнепермский горизонт (I-P_2)

По данным описания керна-пласты-коллекторы представлены разнозернистые плотные песчаники и алевролиты, встречаются прослои песка и алеврита; аргиллиты и глины чередуются с вышеназванными породами.

По данным геофизических исследований, пористость была определена по 35 определений из 13 скважин. Значения варьируются от 0,118 до 0,173 д.ед., в среднем 0,145 доли ед. Коэффициент вариации равняется 0,100 доли ед. Результаты нефтенасыщенности варьируются от 0,491 до 0,837 д.ед., в среднем 0,693 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,139 доли ед.

Проницаемость по данным ГИС определена по 5 определений из 4 скважин. Значения в среднем составляет 0,017 мкм^2. Коэффициент вариации равен 0,556.

II нижнетриасовый горизонт (II-T_1)

По геофизическим исследованием пористость была определена по 35 пробам из 19 скважин. Значения меняется от 0,101 до 0,202 д.ед., среднее значения 0,153 д.ед. Коэффициент вариации равняется 1,189.

Нефтенасыщенность определялась по 30 пробам из 18 скважин. Значения варьируются от 0,431 до 0,827 д.ед., в среднем 0,617. Коэффициент вариации равен 0,189.

По данным ГИС проницаемость определялась по 16 пробам из 8 скважин. Значения меняется от 0,001 до 0,114 мкм^2, среднее значение 0,025 мкм^2. Коэффициент вариации равен 0,285.

III нижнетриасовый горизонт (III –T_1)

По данным геофизических исследований было отобрано 23 проб из 10 скважин. Значения пористости варьируются от 0,158 до 0,242 д.ед., в среднем 0,193. Коэффициент вариации равен 0,149.

Диапазон изменения нефтенасыщенности составляет от 0,629 до 0,722 д.ед., в среднем 0,660, коэффициент вариации равен 0,066.

Проницаемость по данным ГИС изучены по 6 пробам из 2 скважин. Значения изменяется в пределах от 0,004 до 0,057 мкм^2, среднее значение 0,02 мкм^2. Коэффициент вариации равен 0,383.

IV нижнеюрский горизонт (IV-J_2)

На физические свойства коллекторов были произведены анализы из 23 скважин по 102 образцам.

Диапазон изменение пористости составляет 0,191 - 0,377 д.ед., средняя пористость - 0,255, коэффициент вариации 0,163.

Нефтенасыщенность определялась по 73 пробам из 23 скважин. Значения варьируются от 0,506 до 0,826 д.ед., при среднем 0,668. Коэффициент вариации равен 0,139.

По данным ГИС проницаемость изменяется в пределах от 0,006 до 28,28 мкм^2, среднее значение 2,076 мкм^2, при коэффициенте вариации 0,276.

V среднеюрский горизонт (V-J_2)

По данным геофизических исследований было отобрано 61 проб из 21 скважин. Значения пористости колеблется в пределах от 0,230 до 0,340 д.ед., в среднем 0,285. Коэффициент вариации равен 0,113.

Нефтенасыщенность определялась по 29 пробам из 12 скважин. Значения варьируются от 0,506 до 0,781 д.ед., среднее значения 0,630. Коэффициент вариации равен 0,125.

Гидродинамические исследования были изучены по 13 пробам из 3 скважин. Диапазон изменения проницаемости составляет от 0,004 до 0,058 мкм^2, при среднем 0,023. Коэффициент вариации равен 0,199.

VI среднеюрский горизонт (VI –J_2)

По данным геофизических исследований, пористость была определена по 19 определений из 15 скважин. Значения варьируются от 0,202 до 0,310 д.ед., в среднем 0,274 д. ед. Коэффициент вариации равняется 0,101 д. ед. Результаты нефтенасыщенности определены из 14 скважин по 14 определении и варьируются от 0,458 до 0,863 д.ед., в среднем значении 0,532 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,193 д. ед.

Проницаемость по данным ГИС определена по 3 определений из 1 скважин. Значения в среднем составляет 0,07 мкм^2. Коэффициент вариации равен 0,090.

VII Готеривский горизонт (K_1g)

На физические свойства коллекторов были произведены анализы из 10 скважин по 15 образцам.

Диапазон пористости изменяется от 0,236 до 0,277 д.ед., среднее значения 0,251 д.ед, средняя пористость - 0,251. Коэффициент вариации равен 0,047.

Нефтенасыщенность определялась по 4 пробам из 2 скважин. Значения варьируются от 0,376 до 0,427 д.ед., при среднем 0,402. Коэффициент вариации равен 0,064.

Гидродинамические исследования не проводились.

VIII барремский (VIII-b)

По геофизическим исследованиям пористость была определена по 16 пробам из 11 скважин. Значения меняются от 0,140 до 0,347 д.ед., в среднем 0,257. Коэффициент вариации равен 0,254.

Нефтенасыщенность определялась по 9 пробам из 7 скважин. Значения варьируются от 0,335 до 0,590 д.ед. и в среднем 0,475. Коэффициент вариации 0,168.

По данному горизонту гидродинамические исследования не проводились.

IX барремский (IX-b)

На физические свойства коллекторов были произведены анализы из 23 скважин по 54 образцам.

Диапазон пористости изменяется от 0,177 до 0,343 д.ед., средняя пористость 0,277 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,177.

Нефтенасыщенность определялась из 1 скважин в значениях 0,508 д.ед. Коэффициент вариации не определялась.

Гидродинамические исследования не проводились.

X барменский горизонт (X-b)

По данным геофизических исследований было отобрано 34 проб из 17 скважин. Значения пористости варьируются от 0,210 до 0,393 д.ед., в среднем составляют 0,312 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,162.

Нефтенасыщенность определялась по 22 пробам из 14 скважин. Значения изменяются в пределах от 0,430 до 0,729 д.ед. и среднее значения 0,529. Коэффициент вариации равен 0,143.

Гидродинамические исследования не проводились.

XI барремский горизонт (XI-b)

На физические свойства коллекторов были произведены анализы из 3 скважин по 3 образцам.

Диапазон пористости изменяется от 0,192 до 0,299 д.ед., в среднем 0,238. Коэффициент вариации равен 0,189.

Значения нефтенасыщенность составляет 0,568 д.ед.

Гидродинамические исследования не проводились.

XI^1 барремский горизонт (XI^1-b)

По данным геофизических исследований, пористость была определена по 11 определений из 9 скважин. Значения варьируются от 0,292 до 0,344 д.ед., в среднем 0,316 д.ед. Коэффициент вариации равняется 0,048 д. ед.

Результаты нефтенасыщенности определены из 7 скважин по 7 определении и варьируются от 0,427 до 0,721 д.ед., в среднем значении 0,575 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,179 д. ед.

Гидродинамические исследования не проводились.

XII аптский горизонт (XIIa)

На физические свойства коллекторов были произведены анализы из 23 скважин по 38 образцам.

Диапазон пористости изменяется от 0,249 до 0,375 д.ед., средняя пористость 0,309 д.ед. Коэффициент вариации равен 0,101.

Нефтенасыщенность определялась из 7 скважин по 8 определении. Значения изменяются от 0,540 до 0,679 д.ед., в среднем 0,620. Коэффициент вариации 0,070.

Гидродинамические исследования не проводились

2.5. Запасы нефти

По месторождению Каратюбе запасы нефти впервые были подсчитаны по состоянию изученности на 20.03.1969г. и утверждены в ГКЗ СССР (протокол №5709). Запасы подсчитаны и утверждены по промышленным категориям по 8 горизонтам.

На Государственном балансе Республики Казахстан числятся запасы нефти в следующих количествах и по категориям:

- В – 5838 тыс.т. геологических, 2918 тыс.т. извлекаемых;
- C_1 – 11291 тыс.т. геологических, 4401 тыс.т. извлекаемых;
- C_2 - 623 тыс. т геологических, 249 тыс. т извлекаемых;

Забалансовые запасы нефти -722 тыс.т. геологических;

$B+C_1$ - 16407 тыс.т. геологических, 7319 тыс.т. извлекаемых;

Настоящий подсчет запасов осуществлен по состоянию изученности месторождения на 01.07.2021по всем продуктивным горизонтам, выявленным в надсолевых отложениях.

Подсчет запасов нефти произведен объемным методом по надсолевым и подсолевым комплексам по категориям C_1 и C_2

Всего в пределах горного отвода запасы составляют:

- по категории C_1 геологические – 8836 тыс.т., извлекаемые - 3482 тыс.т.;
- по категории C_2 геологические – 4617 тыс.т., извлекаемые – 1269 тыс.т.;

За пределами горного отвода запасы составляют:

- по категории C_1 геологические – 623 тыс.т., извлекаемые - 226 тыс.т.;
- по категории C_2 геологические – 1801 тыс.т., извлекаемые – 571 тыс.т.;

В целом по месторождению начальные запасы нефти составляют:

- по категории C_1 геологические – 9459 тыс.т., извлекаемые - 3708 тыс.т.;
- по категории C_2 геологические – 6418 тыс.т., извлекаемые – 1840 тыс.т.;

Результаты подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Подсчет запасов нефти месторождения Каратюбе по состоянию изученности на 01.07.2021г.

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород,тыс.м^3	КОЭФФИЦИЕНТЫ, доли ед.			Плотность нефти, г/см^3	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
							открытой пористости	нефтенасыщен-ности	пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
XIIa	**В пределах горного отвода**												
	II	ВН	C_2	215	6,6	1417,0	0,31	0,63	0,970	0,921	247	0,15	37
	Всего по бл. II		**C_2**	**215**	**6,6**	**1417**					**247**		**37**
	III	ЧН	C_1	39	16,7	651	0,31	0,63	0,970	0,921	114	0,15	17
		ВН	C_1	53	11,8	628	0,31	0,63	0,970	0,921	110	0,15	17
			C_2	98	10,3	1005,0	0,31	0,63	0,970	0,921	175	0,15	26
	Всего по бл. III в пределах гор. отвода		**C_1**	**92**	**13,9**	**1279**					**224**		**34**
			C_2	**98**	**10,3**	**1005**					**175**		**26**
	За пределами горного отвода												
	III	ВН	C_1	20	5,9	118	0,31	0,63	0,970	0,921	21	0,15	3
			C_2	41	5,4	223,0	0,31	0,63	0,970	0,921	39	0,15	6
	Всего по бл. III за предел. гор. отвода		**C_1**	**20**	**5,9**	**118**					**21**		**3**
			C_2	**41**	**5,4**	**223**					**39**		**6**
Всего по гор. XIIa в пределах горного отвода			**C_1**	**92**	**13,9**	**1279**					**224**		**34**
			C_2	**313**	**7,7**	**2422**					**422**		**63**
Всего по гор. XIIa в пределах горного отвода			**C_1**	**20**	**5,9**	**118**					**21**		**3**
			C_2	**41**	**5,4**	**223**					**39**		**6**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
XI^{I} br	**В пределах горного отвода**												
	II	ЧН	C_2	253	2,3	584	0,32	0,58	0,970	0,932	98	0,15	15
		ВН	C_2	27	1,1	29	0,32	0,58	0,970	0,932	5	0,15	1
	Всего по бл. II		**C_2**	**280**	**2,2**	**613**					**103**		**16,0**
	III	ЧН	C_1	21	6,0	126	0,32	0,58	0,970	0,932	21	0,15	3
		ЧН	C_2	98	2,8	276	0,32	0,58	0,970	0,932	46	0,15	7
		ВН	C_2	16	2,0	32	0,32	0,58	0,970	0,932	5	0,15	1
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C_1**	**21**	**6,0**	**126**					**21**		**3**
			C_2	**114**	**2,7**	**308**					**51**		**8**
	За пределами горного отвода												
	III	ЧН	C_1	7,4	7,0	52	0,32	0,58	0,970	0,932	9	0,15	1
		ВН	C_2	38	2,6	100	0,32	0,58	0,970	0,932	17	0,15	3
			C_2	46	1,8	83,0	0,32	0,58	0,970	0,932	14	0,15	2
	Всего по бл. III за предел. гор. отвода		**C_1**	**7**	**7,0**	**52**					**9**		**1**
			C_2	**84**	**2,2**	**183**					**31**		**5**
Всего по гор. XI^{I}br в пределах горного отвода			**C_1**	**21**	**6,0**	**126**					**21**		**3**
			C_2	**394**	**2,3**	**921**					**154**		**24**
Всего по гор.XI^{I} br за предел. гор. отвода			**C_1**	**7**	**7,0**	**52**					**9**		**1**
			C_2	**84**	**2,2**	**183**					**31**		**5**
XI br	**В пределах горного отвода**												
	III	ЧН	C_1	18	3,4	62,0	0,27	0,57	0,970	0,932	9	0,15	1
		ЧН	C_2	34	2,2	74,0	0,27	0,57	0,970	0,932	10	0,15	2
		ВН	C_2	4,2	3,6	15,0	0,27	0,57	0,970	0,932	2	0,15	0
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C_1**	**18**	**3,4**	**62**					**9**		**1**
			C_2	**38**	**2,3**	**89**					**12**		**2**
	За пределами горного отвода												
	III	ЧН	C_2	113	4,9	558	0,27	0,57	0,970	0,932	78	0,15	12
		ВН	C_2	34	3,6	122	0,27	0,57	0,970	0,932	17	0,15	3
	Всего по бл.III за пред. гор. отвода		**C_2**	**147**	**4,6**	**680**					**95**		**15**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
XI br	северное крыло	ЧН	C_2	0,7	6,1	4,3	0,27	0,57	0,970	0,932	1	0,15	0
		ВН	C_2	14	2,9	41	0,27	0,57	0,970	0,932	6	0,15	1
	Всего по крылу за пред. гор. отвода		**C_2**	**14,7**	**3,1**	**45**					**7**		**1,0**
Всего по гор.XI br в пределах горного отвода			**C_1**	**18**	**3,4**	**62**					**9**		**1,0**
			C_2	**38**	**2,3**	**89**					**12**		**2**
Всего по гор.XI br за пред. горного отвода			**C_2**	**162**	**4,5**	**725**					**102**		**16**
X br	**В пределах горного отвода**												
	II	ЧН	C_2	295	10,5	3090	0,30	0,55	0,970	0,914	452	0,15	68
		ВН	C_2	38	3,4	129	0,30	0,55	0,970	0,914	19	0,15	3
	Всего по бл. II		**C_2**	**333**	**9,7**	**3219**					**471**		**71**
	III	ЧН	C_2	24	7,2	173	0,30	0,55	0,970	0,914	25	0,15	4
		ВН	C_2	18	5,9	107	0,30	0,55	0,970	0,914	16	0,15	2
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C_2**	**42**	**6,7**	**280**					**41**		**6**
	За пределами горного отвода												
	III	ЧН	C_2	11	4,4	48	0,30	0,55	0,970	0,914	7	0,15	1
		ВН	C_2	44	3,4	149	0,30	0,55	0,970	0,914	22	0,15	3
	Всего по бл. III за пред. гор. отвода		**C_2**	**55**	**3,6**	**197**					**29**		**4**
	север. кр.	ВН	C_2	22	4,5	99,0	0,30	0,55	0,970	0,914	14	0,15	2
	Всего по крылу за пред. гор. отвода		**C_2**	**22**	**4,5**	**99,0**					**14**		**2**
Итого по гор.X br в пред. гор. отвода			**C_2**	**375**		**3499**					**512**		**77**
Итого по гор.X br за пред. гор. отвода			**C_2**	**77**		**296**					**43**		**6**
IX br	**В пределах горного отвода**												
	II	ВН	C_2	19	3,5	66	0,28	0,51	0,970	0,932	9	0,15	1
	Всего по бл. II		**C_2**	**19**	**3,5**	**66**					**9**		**1**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
IX br	III	ЧН	C_1	18	15,1	271,0	0,28	0,51	0,970	0,932	35	0,15	5
		ВН	C_1	18	5,6	101,0	0,28	0,51	0,970	0,932	13	0,15	2
		ЧН	C_2	8	13,5	108,0	0,28	0,51	0,970	0,932	14	0,15	2
		ВН	C_2	12	6,2	74	0,28	0,51	0,970	0,932	10	0,15	2
	Всего по бл. III		**C_1**	**36**	**10,3**	**372**					**48**		**7**
			C_2	**20**	**9,1**	**182**					**24**		**4**
Всего по гор. IX br в пред. гор. отвода			**C_1**	**36**	**10,3**	**372**					**48**		**7**
			C_2	**39**	**6,4**	**248**					**33**		**5**
VIII br	**В пределах горного отвода**												
	II-1	ЧН	C_2	144	2,0	289	0,26	0,50	0,970	0,932	34	0,15	5
		ВН	C_2	36	1,2	42	0,26	0,50	0,970	0,932	5	0,15	1
	Всего по бл. II-1		**C_2**	**180**	**1,8**	**331**					**39**		**6,0**
	II-2	ЧН	C_2	18	3,7	67	0,26	0,50	0,970	0,932	8	0,15	1
		ВН	C_2	8	2,4	19	0,26	0,50	0,970	0,932	2	0,15	0
	Всего по бл. II-2		**C_2**	**26**	**3,3**	**86**					**10**		**1**
	III	ЧН	C_2	35	3,8	134	0,26	0,50	0,970	0,932	16	0,15	2
		ВН	C_2	0,3	1,0	0,3	0,26	0,50	0,970	0,932	0	0,15	0
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C_2**	**35,3**	**3,8**	**134**					**16**		**2,0**
	За пределами горного отвода												
	III	ЧН	C_2	151	4,5	681	0,26	0,50	0,970	0,932	80	0,15	12
		ВН	C_2	12	3,0	36,0	0,26	0,50	0,970	0,932	4	0,15	1
	Всего по бл. III за пред. гор. отвода		**C_2**	**163**	**4,4**	**717**					**84**		**13**
Всего по гор.VIII br в пред. гор. отвода			**C_2**	**241**		**551**					**65**		**9**
Всего по гор.VIII br за пред. гор. отвода			**C_2**	**163**		**717**					**84**		**13**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
VII g	**В пределах горного отвода**												
	II	ЧН	C_1	28	1,5	41	0,25	0,40	1,0	0,912	4	0,15	1
		ВН	C_2	52	1,2	60	0,25	0,40	1,0	0,912	5	0,15	1
	Всего по бл. II		**C_1**	**28**	**1,5**	**41**					**4**		**1**
			C_2	**52**	**1,2**	**60**					**5**		**1**
	северное крыло	ЧН	C_2	23	1,2	28	0,25	0,40	1,0	0,912	2	0,15	0
		ВН	C_2	1	1,0	1,0	0,25	0,40	1,0	0,912	0	0,15	0
	Всего по крылу в пред. гор. отвода		**C_2**	**24**	**1,2**	**29**					**2**		**0,0**
	За пределами горного отвода												
	северное крыло	ЧН	C_2	49	1,4	67	0,25	0,40	1,0	0,912	6	0,15	1
		ВН	C_2	25	1,0	26	0,25	0,40	1,0	0,912	2	0,15	0
	Всего по крылу за пред. гор. отвода		**C_2**	**74**	**1,3**	**93**					**8**		**1,0**
Всего по гор.VII g в пред. гор. отвода			**C_1**	**28**	**1,5**	**41**					**4**		**1**
			C_2	**76**	**1,2**	**89**					**7**		**1**
Всего по гор.VII g за пред. гор. отвода			**C_2**	**74**	**1,3**	**93**					**8**		**1**
Всего по меловым гор. в пред. гор. отвода			**C_1**								**306**		**46**
			C_2								**1205**		**181**
Всего по меловым гор. за пред. гор. отвода			**C_1**								**30**		**4**
			C_2								**307**		**47**
VI-J_2	**В пределах горного отвода**												
	I	ЧН	C_2	64	2,8	176	0,28	0,51	0,960	0,923	22	0,420	9
		ВН	C_2	23	1,8	42	0,28	0,51	0,960	0,923	5	0,420	2
	Всего по бл. I		**C_2**	**87**	**2,5**	**218**					**27**		**11**
	II	ЧН	C_1	621	2,9	1798	0,28	0,51	0,960	0,923	228	0,420	96
		ВН	C_1	227	2,4	549	0,28	0,51	0,960	0,923	69	0,420	29
	Всего по бл. II		**C_1**	**848**	**2,8**	**2347**					**297**		**125**
	III	ЧН	C_2	23	1,9	43	0,28	0,51	0,960	0,923	5	0,420	2
		ВН	C_2	11	1,6	18	0,28	0,51	0,960	0,923	2	0,420	1
	Всего по бл. III		**C_2**	**34**	**1,8**	**61**					**7**		**3**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Всего по гор.VI-J_2 в пред. гор. отвода			**C_1**	**848**	**2,8**	**2347**					**297**		**125**
			C_2	**121**	**2,3**	**279**					**34**		**14**
V - J_2	**В пределах горного отвода**												
	I	ВН	C_1	64	6,7	427	0,29	0,72	0,960	0,908	78	0,239	19
		ВН	C_2	70	7,5	526	0,29	0,72	0,960	0,908	96	0,239	23
	Всего по бл. I в пред. гор. отвода		**C_1**	**64**	**6,7**	**427**					**78**		**19**
			C_2	**70**	**7,5**	**526**					**96**		**23**
	В пределах горного отвода												
	I`	ЧН	C_2	3	22,3	67	0,29	0,72	0,960	0,908	12	0,239	3
		ВН	C_2	179	15,5	2777	0,29	0,72	0,960	0,908	505	0,239	121
	Всего по бл. Г в пред. гор. отвода		**C_2**	**182**	**15,6**	**2844**					**517**		**124**
	За пределами горного отвода												
	I`	ЧН	C_2	10	22,2	222	0,29	0,72	0,960	0,908	40	0,239	10
		ВН	C_2	26	16,8	438	0,29	0,72	0,960	0,908	80	0,239	19
	Всего по бл. Г за пред. гор. отвода		**C_2**	**36**		**660**					**120**		**29**
	В пределах горного отвода												
	II	ЧН	C_1	4	15,3	61	0,29	0,72	0,960	0,908	11	0,239	3
		ВН	C_1	76	9,0	686	0,29	0,72	0,960	0,908	125	0,239	30
		ЧН	C_2	8	19,5	156	0,29	0,72	0,960	0,908	28	0,239	7
		ВН	C_2	223	7,6	1697	0,29	0,72	0,960	0,908	309	0,239	74
	Всего по бл. II в пред. гор. отвода		**C_1**	**80**	**9,3**	**747**					**136**		**33**
			C_2	**231**	**8,0**	**1853**					**337**		**81**
	III	ВН	C_1	123	9,3	1140	0,29	0,72	0,960	0,908	207	0,239	49
		ЧН	C_2	47	21,6	1015	0,29	0,72	0,960	0,908	185	0,239	44
		ВН	C_2	103	16,9	1741	0,29	0,72	0,960	0,908	317	0,239	76
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C_1**	**123**	**9,3**	**1140**					**207**		**49**
			C_2	**150**	**18,4**	**2756**					**502**		**120**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
V - J_2	**За пределами горного отвода**												
	III	ВН	C_1	16	3,1	50	0,29	0,72	0,960	0,908	9	0,239	2
		ВН	C_2	28	7,1	199	0,29	0,72	0,960	0,908	36	0,239	9
	Всего по бл. III за пред. гор. отвода		**C_1**	**16**	**3,1**	**50**					**9**		**2**
			C_2	**28**	**7,1**	**199**					**36**		**9**
V - J_2	северное крыло	ЧН	C_1	10	23,9	239	0,29	0,72	0,960	0,908	43	0,239	10
		ВН	C_1	59	9,0	533	0,29	0,72	0,960	0,908	97	0,239	23
		ЧН	C_2	38	14,9	565	0,29	0,72	0,960	0,908	103	0,239	25
		ВН	C_2	72	6,4	460	0,29	0,72	0,960	0,908	84	0,239	20
	Всего по крылу за пред. гор. отвода:		**C_1**	**69**	**11,2**	**772**					**140**		**33**
			C_2	**110**	**9,3**	**1025**					**187**		**45**
Всего по гор. V-J_2 в пред. гор. отвода			**C_1**	**267**	**8,7**	**2314**					**421**		**101**
			C_2	**633**	**12,6**	**7979**					**1452**		**348**
Всего по гор. V-J_2 за пред. гор. отвода			**C_1**	**85**		**822**					**149**		**35**
			C_2	**174**		**1884**					**343**		**83**
V^I	**В пределах горного отвода**												
	III	ЧН	C_2	11	11,5	127	0,26	0,52	0,960	0,908	15	0,239	4
		ВН	C_2	37	3,6	132	0,26	0,52	0,960	0,908	16	0,239	4
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C_2**	**48**	**5,4**	**259**					**31**		**8**
	За пределами горного отвода												
	III	ВН	C_2	46	8,4	387	0,26	0,52	0,960	0,908	46	0,239	11
	Всего по бл. III за пред. гор. отвода		**C_2**	**46**	**8,4**	**387**					**46**		**11**
Всего по пласту V^I в пред. гор. отвода			**C_2**	**48,0**	**5,4**	**259**					**31**		**8**
Всего по пласту V^I за пред. гор. отвода			**C_2**	**46,0**		**387**					**46**		**11**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
V^{II}	**В пределах горного отвода**												
	III	ЧН	C_2	13	9,3	121	0,24	0,50	0,960	0,908	13	0,239	3
		ВН	C_2	24	4,0	96	0,24	0,50	0,960	0,908	10	0,239	2
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C_2**	**37**	**5,9**	**217**					**23**		**5**
	За пределами горного отвода												
	III	ЧН	C_2	4	12,5	50	0,24	0,50	0,960	0,908	5	0,239	1
		ВН	C_2	18	6,9	124	0,24	0,50	0,960	0,908	13	0,239	3
	Всего по бл. III за пред. гор. отвода		**C_2**	**22**	**7,9**	**174**					**18**		**4**
Всего по пласту V^{II} в пред. гор. отвода:			**C_2**	**37**	**5,9**	**217**					**23**		**5**
Всего по пласту V^{II} за пред. гор. отвода:			**C_2**	**22**	**7,9**	**174**					**18**		**4**
V^{III}	**В пределах горного отвода**												
	III	ЧН	C_2	37	6,4	238,0	0,29	0,54	0,960	0,908	32	0,239	8
		ВН	C_2	35	4,7	164,0	0,29	0,54	0,960	0,908	22	0,239	5
	Всего по бл. III		**C_2**	**72**	**5,6**	**402**					**54**		**13**
	III	ЧН	C_2	44	2,0	87,0	0,29	0,54	0,960	0,908	12	0,239	3
		ВН	C_2	11	2,7	30,0	0,29	0,54	0,960	0,908	4	0,239	1
	Всего бл. по III		**C_2**	**55**	**2,1**	**117**					**16**		**4**
Всего по пласту V^{III} в пред. гор. отвода:			**C_2**	**72**	**5,6**	**402**					**54**		**13**
Всего по пласту V^{III} з пред. гор. отвода:			**C_2**	**55**	**2,1**	**117**					**16**		**4**
Всего по пластам V^{I}-V^{II}-V^{III} в пред. гор. отвода:			**C_2**	**157**	**5,6**	**878**					**108**		**26**
Всего по пластам V^{I}-V^{II}-V^{III} за пред. гор. отвода:			**C_2**	**123**	**5,5**	**678**					**80**		**19**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
IV-J₁	**В пределах горного отвода**												
	I	ВН	C_1	226	8,9	2012	0,27	0,73	0,930	0,898	331	0,48	159
		ЧН	C_2	38	11,9	451	0,27	0,73	0,930	0,898	74	0,48	36
		ВН	C_2	120	5,0	603	0,27	0,73	0,930	0,898	99	0,48	48
	Всего по бл. I		**C_1**	**226**	**8,9**	**2012**					**331**		**159**
			C_2	**158**	**6,7**	**1054**					**173**		**84**
	В пределах горного отвода												
	I`	ЧН	C_2	101	11,0	1114	0,27	0,73	0,930	0,898	183	0,48	88
		ВН	C_2	98	13,4	1309	0,27	0,73	0,930	0,898	215	0,48	103
	Всего по бл. I` в пред. гор. отвода		**C_2**	**199**	**12,2**	**2423**					**398**		**191**
IV-J₁	**За пределами горного отвода**												
	I`	ЧН	C_2	48	9,3	447	0,27	0,73	0,930	0,898	74	0,48	36
		ВН	C_2	137	10,1	1381	0,27	0,73	0,930	0,898	227	0,48	109
	Всего по бл. I` за пред. гор. отвода		**C_2**	**185**		**1828**					**301**		**145**
	В пределах горного отвода												
	II	ЧН	C_1	194	28,0	5430	0,27	0,73	0,930	0,898	894	0,48	429
		ВН	C_1	1129	9,1	10284	0,27	0,73	0,930	0,898	1693	0,48	813
	Всего по бл. II в пред. гор. отвода		**C_1**	**1323,0**	**11,9**	**15714**					**2587**		**1242**
	III	ЧН	C_1	313	20,7	6489	0,27	0,73	0,930	0,898	1068	0,48	513
		ВН	C_1	51	19,3	982	0,27	0,73	0,930	0,898	162	0,48	78
		ВН	C_2	44	11,1	489	0,27	0,73	0,930	0,898	80	0,48	38
	Всего по бл. III		**C_1**	**364,0**	**20,5**	**7471**					**1230**		**591**
	в пред. гор. отвода		**C_2**	**44,0**	**11,1**	**489**					**80**		**38**
	За пределами горного отвода												
	III	ЧН	C_1	102	15,9	1625	0,27	0,73	0,930	0,898	267	0,48	128
		ВН	C_1	1	21,0	21	0,27	0,73	0,930	0,898	3	0,48	1
		ВН	C_2	113	9,7	1098	0,27	0,73	0,930	0,898	181	0,48	87
	Всего по бл. III		**C_1**	**103**	**16,0**	**1646**					**270**		**129**
	за пред. гор. отвода		**C_2**	**113**	**9,7**	**1098**					**181**		**87**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
IV-J₁	северное крыло	ВН	C₂	32	4,7	151	0,27	0,73	0,930	0,898	25	0,48	12
	Всего по крылу за пред. гор. отвода		**C₂**	**32**	**4,7**	**151**					**25**		**12**
Всего по гор.IV-J₁ в пред. гор. отвода			**C₁**	**1913**		**25197**					**4148**		**1992**
			C₂	**401**		**3966**					**651**		**313**
Всего по гор.IV-J₁ за пред. гор. отвода			**C₁**	**103**		**1646**					**270**		**129**
			C₂	**330**		**3077**					**507**		**244**
Всего по юрским гор. в пред. гор. отвода:			**C₁**								**4866**		**2218**
			C₂								**2245**		**701**
Всего по юрским гор. за пред. гор. отвода:			**C₁**								**419**		**164**
			C₂								**930**		**346**
T₁-III	**В пределах горного отвода**												
	I	ЧН	C₁	313	4,6	1427	0,19	0,69	0,940	0,859	151	0,33	50
		ВН	C₁	94	4,2	399	0,19	0,69	0,940	0,859	42	0,33	14
	Всего по бл.I в пред. гор. отвода		**C₁**	**407**	**4,5**	**1826**					**193**		**64**
	За пределами горного отвода												
	I	ЧН	C₁	60	8,7	522	0,19	0,69	0,940	0,859	55	0,33	18
		ВН	C₁	52	5,8	299	0,19	0,69	0,940	0,859	32	0,33	11
	Всего по бл. I за пред. гор. отвода		**C₁**	**112**	**7,3**	**821**					**87**		**29**
	В пределах горного отвода												
	II	ЧН	C₁	138	3,4	470	0,19	0,69	0,940	0,859	50	0,33	17
		ВН	C₁	37	2,7	100	0,19	0,69	0,940	0,859	11	0,33	4
	Всего по бл. II в пред. гор. отвода		**C₁**	**175**	**3,3**	**570**					**61**		**21**
	III	ЧН	C₁	94	4,9	459	0,19	0,69	0,940	0,859	49	0,33	16
		ВН	C₁	38	10,0	379	0,19	0,69	0,940	0,859	40	0,33	13
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C₁**	**132**	**6,3**	**838**					**89**		**29**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
T_1-III	**За пределами горного отвода**												
	III	ЧН	C_1	26	4,8	125	0,19	0,69	0,940	0,859	13	0,33	4
		ВН	C_1	4	7,0	28	0,19	0,69	0,940	0,859	3	0,33	1
	Всего по бл. III за пред. гор. отвода		**C_1**	**30**	**5,1**	**153**					**16**		**5**
	северное крыло	ЧН	C_1	18	13,3	239	0,19	0,69	0,940	0,859	25	0,33	8
		ВН	C_1	25	3,2	80	0,19	0,69	0,940	0,859	8	0,33	3
	Всего по крылу за пред. гор. отвода		**C_1**	**43**	**7,4**	**319**					**33**		**11**
Всего по гор.T_1-III в пред. гор. отвода			**C_1**	**714**	**4,5**	**3234**					**343**		**114**
Всего по гор.T_1-III за пред. гор. отвода			**C_1**	**185**		**1293**					**136**		**45**
	В пределах горного отвода												
T_1-II	I	ЧН	C_1	226	11,9	2682	0,15	0,63	0,940	0,863	206	0,332	68
		ВН	C_1	14	7,1	99	0,15	0,63	0,940	0,863	8	0,332	3
		ЧН	C_2	456	12,8	5827	0,15	0,63	0,940	0,863	447	0,332	148
		ВН	C_2	17	7,9	134	0,15	0,63	0,940	0,863	10	0,332	3
	Всего по бл. I в пред. гор. отвода		**C_1**	**240**	**11,6**	**2781**					**214**		**71**
			C_2	**473**	**12,6**	**5961**					**457**		**151**
	За пределами горного отвода												
	I	ЧН	C_2	128	18,7	2391	0,15	0,63	0,940	0,863	183	0,332	61
		ВН	C_2	16	12,6	202	0,15	0,63	0,940	0,863	15	0,332	5
	Всего по бл. I за пред. гор. отвода		**C_2**	**144**	**18,0**	**2593**					**198**		**66**
	В пределах горного отвода												
	II	ЧН	C_1	2226	9,6	21322	0,15	0,63	0,940	0,863	1635	0,332	543
		ВН	C_1	164	4,1	670	0,15	0,63	0,940	0,863	51	0,332	17
	Всего по бл. II в пред. гор. отвода		**C_1**	**2390**	**9,2**	**21992**					**1686**		**560**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
T_1-II	**За пределами горного отвода**												
	II	ЧН	C_1	180	1,7	297	0,15	0,63	0,940	0,863	23	0,332	8
		ВН	C_1	168	1,1	192	0,15	0,63	0,940	0,863	15	0,332	5
	Всего по бл. II за пред. гор. отвода		**C_1**	**348**	**1,4**	**489**					**38**		**13**
	В пределах горного отвода												
	III	ЧН	C_2	72	13,2	951	0,15	0,63	0,940	0,863	73	0,332	24
		ВН	C_2	10	11,1	111	0,15	0,63	0,940	0,863	9	0,332	3
	Всего по бл. III в пред. гор. отвода		**C_2**	**82**	**13,0**	**1062**					**82**		**27**
	За пределами горного отвода												
	III	ЧН	C_2	88	14,3	1259	0,15	0,63	0,940	0,863	97	0,332	32
		ВН	C_2	3	1,0	3	0,15	0,63	0,940	0,863	0	0,332	0
	Всего по бл. III за пред. гор. отвода		**C_2**	**91**	**13,9**	**1262**					**97**		**32**
Всего по гор. T_1-II в пред. гор. отвода			**C_1**	**2630**	**9,4**	**24773**					**1900**		**631**
			C_2	**555**	**12,7**	**7023**					**539**		**178**
Всего по гор. T_1-II за пред. гор. отвода			**C_1**	**348**	**1,4**	**489**					**38**		**13**
			C_2	**235**	**16,4**	**3855**					**295**		**98**
Всего по триасовым гориз-м в пред. гор. отвода:			**C_1**								**2243**		**745**
			C_2								**539**		**178**
Всего по триасовым гор-м за пред. гор. отвода:			**C_1**								**174**		**58**
			C_2								**295**		**98**
I - P_2	**В пределах горного отвода**												
	I	ЧН	C_2	293	8,0	2335	0,14	0,70	0,910	0,861	179	0,333	60
		ВН	C_2	41	4,1	169	0,14	0,70	0,910	0,861	13	0,333	4
	Всего по бл. I в пред. гор. отвода		**C_2**	**334**	**7,5**	**2504**					**192**		**64**

Продолжение таблицы 2.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I - P_2	**За пределами горного отвода**												
	I	ЧН	C_2	36	4,2	150	0,14	0,70	0,910	0,861	12	0,333	4
		ВН	C_2	16	2,4	39	0,14	0,70	0,910	0,861	3	0,333	1
	Всего по бл. I за пред. гор. отвода		**C_2**	**52**	**3,6**	**189**					**15**		**5**
	В пределах горного отвода												
	II	ЧН	C_1	1682	11,0	18512	0,14	0,70	0,910	0,861	1421	0,333	473
		ЧН	C_2	446	10,5	4701	0,14	0,70	0,910	0,861	361	0,333	120
		ВН	C_2	204	4,8	972	0,14	0,70	0,910	0,861	75	0,333	25
	Всего по бл. II в пред. гор. отвода		**C_1**	**1682**	**11,0**	**18512**					**1421**		**473**
			C_2	**650**	**8,7**	**5673**					**436**		**145**
	За пределами горного отвода												
	II	ЧН	C_2	385	7,6	2937	0,14	0,70	0,910	0,861	226	0,333	75
		ВН	C_2	102	4,4	445	0,14	0,70	0,910	0,861	34	0,333	11
	Всего по бл. II за пред. гор. отвода		**C_2**	**487**	**6,9**	**3382**					**260**		**86**
Всего по гор. I - P_2 в пред. гор. отвода			**C_1**	**1682**	**11,0**	**18512**					**1421**		**473**
			C_2	**984**	**8,3**	**8177**					**628**		**209**
Всего по гор. I - P_2 за пред. гор. отвода			**C_2**	**539**		**3571**					**275**		**91**
Итого по месторождению в пред. гор. отвода			**C_1**								**8836**		**3482**
			C_2								**4617**		**1269**
Итого месторождению за пред. гор. отвода			**C_1**								**623**		**226**
			C_2								**1807**		**582**
Итого месторождению			**C_1**								**9459**		**3708**
			C_2								**6424**		**1851**

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

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

На месторождении опробование горизонтов проводилось в разведочных скважинах по общепринятой методике «снизу-вверх».

Опробование горизонтов производилось со станков – БУ-75, А- и «Бакинец» с применением эксплуатационной мачты и тракторного подъемника.

При исследовании скважин использовалась аппаратура: аппарат Яковлева тяжелого типа, лебедка для глубинных измерений типа «Азинмаш -11», манометры типа МГГ – 160,270,2У, МГП-3, глубинный пробоотборник ПД-3М.

Для замера дебита жидкости применялись емкости 8 и 16м3. Устья скважин оборудовались фонтанной арматурой АФК-125.

Для замера жидкости применялись передвижные емкости 8 и 16 м3. Устья скважин оборудовались фонтанной аппаратурой АФК-125.

Отбор проб нефти и воды проводился на устье скважин, глубинных проб против испытуемых интервалов.

Вскрытие горизонтов производилось путем перфорации их кумулятивными зарядами из расчета в 10-20 отверстий на 1 пог.м., против нижних горизонтов применялась усиленная перфорация.

Опробование на приток производилось тартанием, свабированием, компрессированием и фонтанными способами. Пластовое давление замеряли глубинным манометром или определяли расчетным путем.

В скважинах разведочно-эксплуатационных перфорировался только один горизонт, на который скважина запроектирована. После перфорации и вызова притока скважина вводилась в пробную эксплуатацию.

Результаты опробования скважин приведены в табл.3.1.4.

В скважинах при опробовании проведены гидродинамические исследования с целью уточнения гидродинамической модели пластов, оценки фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов и оценки текущего состояния призабойных зон.

Исследованием охвачены следующие продуктивные горизонты: I-верхнепермский горизонт I-P_2 , II нижнетриасовый горизонт II-T_1, III нижнетриасовый горизонт III-T_1, IV – нижнеюрский горизонт IV-J_1, V – среднеюрский горизонт V-J_2, VI – среднеюрский горизонт VI-J_2.

Ниже приводятся результаты гидродинамических исследовании по горизонтам:

I-верхнепермский горизонт (I-P_2). Испытание горизонта проведено в 4-х скважинах Г-14, Г-22, 317 и 318.

В скважине Г-14 горизонт испытан в интервале 911-918м. Получен приток нефти дебитом 0,23 $м^3$/сут компрессированием при среднединамическом уровне 855м., при депрессии на пласт 5,7 МПа. Коэффициент продуктивности составил 0,04 $м^3$/сут*МПа. Пластовое давление равно 8,2 МПа.

В скважине Г-22 испытан интервал 931-950м. Получен приток нефти (компрессированием) дебитом 1,4 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,80 МПа. Коэффициент продуктивности составил 1,75 $м^3$/сут*МПа. Пластовое давление равно 8,6 МПа. Проницаемость пласта составила 0,016 $мкм^2$, гидропроводность 0,024 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,002 $м^2$/с.

В скважине 317 испытан интервал 896-904м. Получен приток нефти (свабированием) дебитом 0,885 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,9 МПа. Коэффициент продуктивности составил 1,04 $м^3$/сут*МПа.

Скважина 318 испытана на двух режимах работы при 3,5мм штуцере. Получен фонтанный приток нефти. Дебиты нефти изменялись от 5,3 до 8,3 $м^3$/сут, при депрессиях на пласт от 0,4 МПа до 0,7 МПа. Проницаемость пласта составила 0,06 $мкм^2$, гидропроводность 0,2 $м^3$/Па*с*10-12. Среднее значение пластового давления по горизонту составило 8,53 МПа. В среднем по горизонту проницаемость пласта составила 0,02 $мкм^2$.

В 2005 году выполнены работы по КВД в скважине 318. В период восстановления давления в скважине 318 получен приток нефти дебитом 5 $м^3$/сут при депрессии 3,15 МПа. Обработка полученных данных выполнена в системе «ГДИ-эффект». Результаты исследований представлены в таблице 3.1.1

Таблица 3.1.1 - Результаты исследования скважин

Параметры	**Значения**	**Ед. изм.**
Пластовое давление	9,66	МПа
Депрессия	3,15	МПа
Коэффициент гидропроводности	1,4353	Д*см/сПз
Проницаемость	5,2028	мД
Пъезопроводность	29,9	$см^2$/с
Скин-фактор	-2,344	

В среднем по горизонту коэффициент гидропроводности составил 0,09 $м^3$/Па*с*10-12

Коэффициент продуктивности по исследованным скважинам меняется от 0,03 т/сут*МПа до 14,76 т/сут*МПа. В среднем по горизонту коэффициент продуктивности составляет 3,22 т/сут*МПа.

II нижнетриасовый горизонт (II-T1), испытан в 8 скважинах: Г-4, Г-6, Г-14, Г-31, 306-А, 312, 321, 323.

В скважине Г-4 горизонт испытан в интервале 735-745м, при компрессировании дебиты нефти изменялись от 1,7 до 2,1 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 0,28 до 2,58 МПа, при этом среднединамический уровень изменялся от 320 до 755м. Пластовое давление равно 6,02 МПа. Среднее значение коэффициента продуктивности составил 3,38 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составилаЬ0,02 $мкм^2$, гидропроводность 0,05 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,02 $м^2$/с.

В скважине Г-6 горизонт испытан в интервале 728-734м на трех режимах при 3, 5, 7мм штуцере, получен фонтанный приток нефти, дебиты нефти изменялись от 7,4 до 14,0 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 1,63 до 4,85 МПа. Пластовое давление равно 6,74 МПа.

По результатам обработки данных исследования определены параметры, характеризующие емкостно-фильтрационные свойства пласта: коэффициент продуктивности 3,91 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составила 0,03 $мкм^2$, пьезопроводность 0,03 $м^2$/с, гидропроводность 0,05 $м^3$/Па*с*10-12.

В скважине Г-14 опробованы интервалы 886-895; 896-898м на трех режимах работы при 2, 2.5, 3.5мм штуцере. Получены фонтанные притоки нефти дебитами от 4,8 $м^3$/сут при 2мм штуцере до 10,3 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 0,85 МПа до 2,36 МПа. Пластовое давление составило 8,9 МПа. Коэффициент продуктивности 6,31 $м^3$/сут*МПа. Проницаемость пласта 0,08 $мкм^2$, гидропроводность 0,09 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,09 $м^2$/с.

В скважине Г-31 опробован интервал 1030-1042м на трех режимах работы. Получен фонтанный приток нефти дебитами от 3,2 $м^3$/сут до 4,2 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 1,43 МПа до 1,53 МПа. Пластовое давление 11,0 МПа. Коэффициент продуктивности 2,49 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,03 $мкм^2$, гидропроводность 0,03 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,03 $м^2$/с.

В скважине 306а испытаны совместно интервалы 713-716; 734-744м. Получен фонтанный приток нефти дебитом 0,5 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,23 МПа. Коэффициент продуктивности 2,17 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,026 $мкм^2$, гидропроводность 0,03 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,027$м^2$/с.

В скважине 312 горизонт опробован в интервалах 795-801; 803-810,7м при 5мм штуцере. Получен фонтанный приток нефти дебитом 2,0 $м^3$/сут при депрессии на пласт 1,55 МПа. Коэффициент продуктивности составил 1,29 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,014 $мкм^2$, гидропроводность 0,018 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,015 $м^2$/с.

В скважине 321 испытан интервал 796-808м. При свабировании 5мм штуцере, получен приток нефти дебитом 0,3 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,74 МПа. Коэффициент продуктивности составил 0,41 $м^3$/сут*МПа.

С 16.06.06г. по 22.06.06г. специалистами АФГИС ОАО «Казпромгеофизика» проводились гидродинамические исследования в скважине 321 в интервале перфорации 796-808м. Замер производился глубинным электронным манометром «КСА-28». Анализ замера давления на кровле пласта показал, что данный горизонт относится к слабонапорным, пластовое давление практически равно гидростатическому давлению на данной глубине.

В связи с малым дебитом скважины расчет производился по методике «индикаторная кривая по кривой притока», с учетом уровенных замеров (уровень нефти). В аналогичных горизонтах скважин месторождения Каратюбе рекомендуется проводить исследование по методике КВУ (кривая восстановления давления). В данной скважине при обработке замеров ГДИС получены следующие результаты: Пластовое давление 5,61 МПа, коэффициент продуктивности 0,1 $м^3$/сут*МПа.

В скважине 323 опробован интервал 754-760м на 2-х режимах работы. Получен фонтанный приток нефти. Дебиты нефти изменялись от 0,05 $м^3$/сут до 0,25 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 1,14 до 1,2 МПа. Коэффициент продуктивности составил 0,13 $м^3$/сут*МПа.

Среднее значение пластового давления по горизонту II-Т составило 8,59 МПа. Проницаемость меняется в пределах от 0,001 $мкм^2$ до 0,114 $мкм^2$. В среднем по горизонту проницаемость пласта составила 0,03 $мкм^2$.

Коэффициент гидропроводности меняется от 0,001 $м^3$/Па*с*10-12 до 0,122 $м^3$/Па*с*10-12. В среднем по горизонту коэффициент гидропроводности составил 0,03 $м^3$/Па*с*10-12.

Коэффициент пьезопроводности, характеризующий скорость изменения давления в упругом пласте, насыщенном упругой жидкостью изменяется от 0,001 $м^2$/с до 0,125 $м^2$/с. В среднем по горизонту коэффициент пьезопроводности составил 0,027 $м^2$/с.

Коэффициент продуктивности по исследованным скважинам меняется от 0,03 т/сут*МПа до 7,48 т/сут*МПа. В среднем по горизонту коэффициент продуктивности составляет 2,10 т/сут*МПа.

III нижнетриасовый горизонт (III-Т1) . Горизонт опробован в 2-х скважинах Г-6, Г-29.

В скважине Г-6 испытаны совместно интервалы 689-692; 697-699; 700-702; 702,5-703,5; 705-708м на 3-х режимах работы при 2, 3, 5мм штуцере. Получен фонтанный приток нефти. Дебиты нефти изменялись от 4,9 $м^3$/сут при 2мм штуцере до 9,1 $м^3$/сут при

5мм штуцере при депрессии на пласт от 1,78 МПа до 2,97 МПа. Пластовое давление равно 7,03 МПа. Коэффициент продуктивности составил 3,17 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,035 $мкм^2$, гидропроводность 0,044 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,025 $м^2$/с.

В скважине Г-29 горизонт испытан в интервале 740-762м, при компрессировании получен приток нефти дебитом от 0,05 $м^3$/сут до 1,4 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 0,16 МПа до 3,06 МПа. Среднединамический уровень 200-300м. Пластовое давление равно 7,4 МПа. Коэффициент продуктивности 0,44 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,005 $мкм^2$, гидропроводность 0,006 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,015 $м^2$/с.

IV нижнеюрский горизонт (IV-J1). Горизонт испытан в 17 скважинах: 1-КН, Г-3, Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-22, Г-29, 301, 309, 310, 314, 315, 317, 321, 322, 323.

В скважине 1-КН проведена запись кривой восстановления давления (КВД). По полученным результатам рекомендована эксплуатация скважины на штуцере не более 5мм и изоляция нижней части перфорированного пласта в интервале 680-688м с целью уменьшения обводненности продукции. В процессе обработки КВД использована основная модель «Обработка по методу Хорнера для однородного пласта». По результатам обработки определены следующие параметры:

Результаты обработки (по Хорнеру для однородного пласта)	
Пластовое давление	6,63 МПа
Гидропроводность пласта	18,69Д-см/сПз
Скин-фактор	-5,31
Коэффициент продуктивности - потенциальный	16,5$м^3$/сутМПа
Радиус зоны исследования	49,68м

При опробовании скважины Г-3 в интервалах 654-657; 664-668м получен приток нефти (компрессированием) дебитом от 0,2 $м^3$/сут до 1,8 $м^3$/сут, при депрессии на пласт от 0,5 МПа до 3,2 МПа. Пластовое давление равно 6,5 МПа. Коэффициент продуктивности составил 0,53 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,038 $мкм^2$, гидропроводность 0,02 $м^3$/Па*с*10-12.

В скважине Г-4 опробованы 3 интервала 624-629; 658,5-668,5; 664-666м, причем последние два интервала совместно. При опробовании интервала 624-629м компрессированием получен приток нефти дебитом от 2,3 $м^3$/сут до 4,7 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 0,7 МПа до 1,5 МПа. Среднединамический уровень 50-120м. Пластовое давление равно 6,0 МПа. Коэффициент продуктивности составил 3,24 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,12 $мкм^2$, гидропроводность 0,044 $м^3$/Па*с*10-12.

При опробовании интервалов 658,5-668,5; 664-666м получен фонтанный приток нефти дебитом от 32,6 $м^3$/сут до 70,8 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 0,4 МПа до 0,8 МПа. Пластовое давление равно 6,7 МПа. Коэффициент продуктивности составил 86,33

$м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 3,18 $мкм^2$, гидропроводность 1,203 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,021 $м^2$/с.

В скважине Г-5 опробованы 2 объекта: интервалы 663-667; 669-670м совместно и 676,5-678; 680-681,5м совместно. При опробовании интервалов 663-667; 669-670м тартанием получен приток нефти дебитом от 0,17 $м^3$/сут до 1,0 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 0,45 МПа до 2,3 МПа. Пластовое давление составило 6,56 МПа. Коэффициент продуктивности составил 0,7 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составила 0,05 $мкм^2$, гидропроводность 0,01 $м^3$/Па*с*10-12.

При опробовании интервала 676,5-678; 680-681,5м компрессированием получен приток нефти дебитом 0,8 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,4 МПа. Пластовое давление составило 6,7 МПа. Коэффициент продуктивности составил 2,0 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составила 0,14 $мкм^2$, гидропроводность 0,013 $м^3$/Па*с*10-12.

В скважине Г-6 опробованы 2 объекта: в первый объект вошли интервалы 624,5-625,5; 628-629; 632-636 во второй объект интервал 644-648м. Интервалы 624,5-625,5; 628-629; 632-636 опробованы на 2-х режимах работы при 3,5, 4мм штуцере. Получены фонтанные притоки нефти дебитами от 5,1 $м^3$/сут при 3.5мм штуцере до 5,6 $м^3$/сут при 4мм штуцере при депрессии на пласт от 1,01 МПа до 1,71МПа. Пластовое давление составило 6,41 МПа. Коэффициент продуктивности 4,16 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,143 $мкм^2$, гидропроводность 0,06 $м^3$/Па*с*10-12.

Интервал 644-648м исследован на трех режимах работы при 2, 3, 3,5 мм штуцерах. Получены фонтанные притоки нефти от 3,5 $м^3$/сут при 2мм штуцере до 5,2 $м^3$/сут при 3.5мм штуцере, при депрессии на пласт от 0,97МПа до 1,57МПа. Пластовое давление составило 6,57 МПа. Коэффициент продуктивности 3,57 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,123 $мкм^2$, гидропроводность 0,05 $м^3$/Па*с*10-12.

В скважине Г-7 опробовано 2 объекта: интервалы 657-660; 667-671м совместно и - 655-657м. При опробовании интервалов 657-660; 667-671м получены фонтанные притоки нефти дебитом от 5,6 $м^3$/сут до 14,3 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 0,46 МПа до 1,2 МПа. Пластовое давление составило 6,8 МПа. Коэффициент продуктивности составил 11,68 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,956 $мкм^2$, гидропроводность 0,162 $м^3$/Па*с*10-12.

При опробовании интервала 655-657 м получены фонтанные притоки нефти дебитом от 1,5 $м^3$/сут при 3мм штуцере до 3,3 $м^3$/сут при 7мм штуцере при депрессии на пласт от 0,06МПа до 0,17 МПа. Пластовое давление составило 6,41 МПа. Коэффициент продуктивности составил 22,11 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составила 1,81 $мкм^2$, гидропроводность 0,307 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,01 $м^2$/с.

В скважине Г-22 горизонт испытан в интервале 683-688м, при тартании получен приток нефти дебитом от 0,05 $м^3$/сут до 7,2 $м^3$/сут при депрессии на пласт от 0,11 МПа до 0,79 МПа. Пластовое давление равно 6,51 МПа. Коэффициент продуктивности составил 5,89 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 0,73 $мкм^2$, гидропроводность 0,08 $м^3$/Па*с*10-12 ,пъезопроводность 0,01 $м^2$/с.

В скважине Г-29 горизонт испытан в интервале 670-676м, получен фонтанный приток нефти дебитом от 9,5 $м^3$/сут при 3мм штуцере до 19,8 $м^3$/сут при 5 мм штуцере, депрессии на пласт составили от 0,4 МПа до 0,86 МПа. Пластовое давление равно 6,8 МПа. Коэффициент продуктивности составил 19,34 $м^3$/сут*МПа. Проницаемость пласта составила 1,08 $мкм^2$, гидропроводность 0,46 $м^3$/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,01 $м^2$/с .

В скважине 301 горизонт испытан в интервале 664-677м при 7мм штуцере. Получен фонтанный приток нефти дебитом 8,0 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,09 МПа. Коэффициент продуктивности 88,89 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составила 3,423 $мкм^2$, пъезопроводность 0,023 $м^2$/с, гидропроводность 1,24 $м^3$/Па*с*10-12.

В скважине 308 горизонт испытан в интервале 643,5-663м. Получен фонтанный приток нефти дебитом 7,0 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,65 МПа. Коэффициент продуктивности составил 10,77 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составила 0,525 $мкм^2$, пъезопроводность 0,004 $м^2$/с, гидропроводность 0,15 $м^3$/Па*с*10-12.

В скважине 309 горизонт испытан в интервале 634-646м. Получен фонтанный приток нефти дебитом 15,0 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,15 МПа. Коэффициент продуктивности 100,0 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составила 6,693мкм2, пъезопроводность 0,045 $м^2$/с, гидропроводность 1,39 $м^3$/Па*с*10-12.

Скважина 310 испытана в интервалах 612,4-621,6; 629-638м при 7мм штуцере, получен фонтанный приток нефти дебитом 10,0 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,61 МПа. Коэффициент продуктивности составил 16,39 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта 1,224 $мкм^2$, пъезопроводность 0,008 $м^2$/с, гидропроводность 0,23 $м^3$/Па*с*10-12.

В скважине 311 горизонт испытан в интервалах 663-667; 681-686м на двух режимах работы при 3, 5 мм штуцере, получен фонтанный приток нефти дебитами 5,59 $м^3$/сут при 3 мм штуцере и 6,0 $м^3$/сут при 5мм штуцере, при депрессии на пласт от 0,16 до 0,77 соответственно. Коэффициент продуктивности составил 7,26 $м^3$/сут*МПа при 3 мм штуцере и 37,5 $м^3$/сут*МПа при 5мм штуцере, проницаемость пласта 1,42 $мкм^2$, пъезопроводность 0,01 $м^2$/с, гидропроводность 0,31 $м^3$/Па*с*10-12.

В скважине 314 опробовано 2 объекта: интервалы 654-659; 671-679м совместно и 679-682м. При опробовании интервалов 654-659; 671-679м получен фонтанный приток нефти дебитом 23,3 $м^3$/сут при депрессии на пласт 0,43 МПа. Коэффициент продуктивности составил 54,19 $м^3$/сут*МПа, проницаемость пласта составила 4,373$мкм^2$,

пъезопроводность 0,03 м^2/с, гидропроводность 0,75 м^3/Па*с*10-12. Интервал 679-682м опробован на двух режимах работы при 3, 5 мм штуцере. Получены притоки нефти дебитами 3,5 м^3/сут при 3 мм и 11,8 м^3/сут при 5 мм штуцере, депрессии на пласт составили от 0,01 МПа до 0,51 МПа соответственно, Проницаемость пласта 15,05 мкм^2, пъезопроводность 0,102 м^2/с, гидропроводность 2,60 м^3/Па*с*10-12 .

Скважина 315 опробована в интервалах 656-660; 666-678; 683-692м на трех режимах работы при 3, 4, 5мм штуцере. Получен фонтанный приток нефти, дебиты нефти изменяются от 1,53 м^3/сут при 3мм штуцере до 5,48 м^3/сут при 4 мм штуцере при депрессии на пласт от 0,4 МПа до 0,91 МПа. Проницаемость пласта составила 0,519 мкм^2, пъезопроводность 0,004 м^2/с, гидропроводность 0,196 м^3/Па*с*10-12, коэффициент продуктивности 6,708 м^3/сут*МПа.

С 12.01.04г. по 22.01.04г. специалистами АФГИС ОАО «Казпромгеофизика» проводились гидродинамические исследования (запись КВД) в скважине 317 в интервале перфорации 674-680; 684-690м. Замер производился глубинным электронным манометром «СОВА-3». Доход скважинного прибора составил 704,1м. Башмак НКТ отмечается на глубине 652,0м. Скважина работает нефтью через воду. Уровень воды с глубины 616,0м в динамике поднялся до 603,0м в статическом режиме. В процессе обработки КВД использована основная модель «Обработка по методу Хорнера для однородного пласта». По результатам обработки определены следующие параметры:

Пластовое давление	6,49	МПа.
Гидропроводность пласта	13,24	Д см/сПз
Скин-фактор	-4,3	
Приведенный радиус скважины	7933,41	мм
Время стабилизации режима	4,61	час
Коэффициент продуктивности потенциальный	11,4	м^3/сут*МПа
Радиус зоны исследования	442,01	м
Пъезопроводность пласта	0,0674	м^2/сек

В скважине 321 горизонт опробован в интервалах 648-650,5; 656,4-658,8; 667-688м совместно при 5 мм штуцере. Получен фонтанный приток нефти дебитом 20,5 м^3/сут при депрессии на пласт 0,24 МПа. Коэффициент продуктивности составил 85,42 м^3/сут*МПа, проницаемость пласта 3,662мкм^2, пъезопроводность 0,025 м^2/с, гидропроводность 1,19 м^3/Па*с*10-12.

Скважина 322 опробован в интервалах 672-676; 680-686м совместно на двух режимах работы при 3, 5мм штуцере. Получены фонтанные притоки нефти дебитами от 0,2 м^3/сут до 0,642 м^3/сут при депрессии на пласт 0,46-0,56 МПа.

С 17.02.06г. по 19.02.06г. АО «Компания ГИС» проводили комплексные гидродинамические исследования в скважине 323 в интервале перфорации 651-666; 754,760м. Дебит нефти 1,0 м^3/сут. Пластовое давление составило 6,6 МПа.

Среднее значение пластового давления по горизонту IV-J1 составило 6,6 МПа. Проницаемость меняется в пределах 0,01 мкм^2 до 28,25 мкм^2. В среднем по горизонту проницаемость пласта составила 2,076 мкм^2.

Коэффициент гидропроводности меняется от 0,001 м^3/Па*с*10-12 до 4,878 м^3/Па*с*10-12. В среднем по горизонту коэффициент гидропроводности составил 0,49 м^3/Па*с*10-12.

В среднем по горизонту коэффициент пьезопроводности составил 0,192 м^2/с.

Коэффициент продуктивности по исследованным скважинам меняется от 0,08 т/сут*МПа до 309,75 т/сут*МПа. В среднем по горизонту коэффициент продуктивности составляет 31,12 т/сут*МПа.

V среднеюрский горизонт (V -J2). Горизонт опробован в скважинах Г-3, Г-4, Г-30.

В скважине Г-3 опробовано 2 объекта: интервалы 434-436м и 476-479м. При опробовании из обоих объектов получены притоки нефти (тартанием) дебитами 0,03-0,31 м^3/сут при депрессиях на пласт 0,55-1,19 МПа.

В скважине Г-4 опробовано 2 объекта: интервалы 478-481; 481-486м совместно и - 468-474м. При тартании интервалов 478-481; 481-486м получены притоки нефти дебитом от 1,0 м^3/сут до 1,5 м^3/сут при депрессии на пласт от 0,87 МПа 1,36 до МПа. Пластовое давление составило 4,95 МПа. Коэффициент продуктивности составил 1,36 м^3/сут*МПа, проницаемость пласта 0,031 мкм^2, гидропроводность 0,02 м^3/Па*с*10-12, пъезопроводность 0,004 м^2/с.

При тартании интервала 468-474м получены притоки нефти дебитом от 0,27 м^3/сут до 2,6 м^3/сут при депрессии на пласт от 0,15 МПа до 1,04 МПа. Пластовое давление составило 4,63 МПа. Коэффициент продуктивности составил 2,22 м^3/сут*МПа, проницаемость пласта 0,05 мкм^2, гидропроводность 0,03 м^3/Па*с*10-12.

В скважине Г-30 опробован один объект в интервале 498-502м. При тартании получен приток нефти дебитом 0,308 м^3/сут при депрессии на пласт 1,54 МПа. Пластовое давление равно 4,97 МПа, коэффициент продуктивности 0,19 м^3/сут*МПа.

Среднее значение пластового давления по горизонту составило 4,74 МПа. В среднем по горизонту проницаемость пласта составила 0,023 мкм2. В среднем по горизонту коэффициент гидропроводности 0,01 м^3/Па*с*10-12, коэффициент пьезопроводности составило 0,003 м^2/с.

Коэффициент продуктивности по исследованным скважинам меняется от 0,05 т/сут*МПа до 2,16 т/сут*МПа. В среднем по горизонту коэффициент продуктивности составляет 0,63 т/сут*МПа.

VI среднеюрский горизонт (VI-J2). опробован в 1 скважине Г-30 в интервале 424-428м. При тартании дебиты нефти изменяется от 0,2 м^3/сут до 0,42 м^3/сут при депрессиях

на пласт от 0,28 МПа до 0,84 МПа. Пластовое давление составило 4,1 МПа. Коэффициент продуктивности 0,573 $м^3$/сут*МПа.

Выполненные по данным гидродинамических исследований при опробовании скважин расчеты средних значений коэффициентов удельной продуктивности, гидропроводности и проницаемости по объектам приведены в таблицах 3.1.2. и 3.1.3.

Результаты исследования пластов и скважин месторождения Каратюбе

таблица 3.1.2

Наименование	Горизонты																													
	P2-1					T-II					T-III					IV-J1					V-J2					VI-J2				
	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения		Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения		Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения		Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения		Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения		Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения		Среднее значение
Начальное пластовое давление, МПа	4	5	8,2	8,6	8,5	8	16	6,0	11,0	8,333	2	6	7,0	7,4	7,215	16	50	6,0	6,8	6,616	3	13	4,5	5,0	4,78	1	3	4,1	4,1	4,10
Пластовая температура, ^{0}C					37,0					34,5					31					30					26,0					23,0
Геотермический градиент, ^{0}C/100м																				0,027									
Дебит нефти, м^3/сут	4	5	0,2	8,3	2,327	8	16	0,1	14,0	3,438	2	6	0,1	9,1	3,825	16	50	0,1	70,8	8,633	3	13	0,0	2,6	0,60558	1	3	0,2	0,4	0,31
Обводненность, %					0,0					0,3					0,0					0,94					0,0					0,0
Дебит газа тыс.м^3/сут																														
Газовый фактор, м^3/м^3																														
Коэффициент продуктивности, т/сут*МПа.	4	5	0,03	14,76	3,22	8	16	0,03	7,48	2,1025	2	6	0,26	4,27	1,509	16	50	0,08	309,75	31,12	3	13	0,05	2,16	0,63	1	3	3,00	18,53	0,52
Удельная продуктивность м^3/м*сут*МПа	4	5	0,06	23,06	4,6845	8	16	0,01	1,1	0,2566	2	6	0,02	0,46	0,156	16	50	0,02	116,67	5,325	3	13	0,03	0,42	0,13	1	3	0,64	0,77	0,15
Проницаемость мкм^2	4	5	0,000	0,060	0,0169	8	16	0,001	0,114	0,0252	2	6	0,004	0,057	0,020	16	50	0,006	28,248	2,076	3	13	0,004	0,058	0,023	1	3	0,000	0,015	0,0698
Гидропроводность м^3/Па*с*10^{-12}	4	5	0,00	0,29	0,0611	8	16	0,001	0,122	0,0347	2	6	0,004	0,070	0,025	16	50	0,001	4,878	0,49	3	13	0,001	0,035	0,010	1	3	0,038	0,252	0,008
Пьезопроводность м^2/с*	4	5	0,000	0,000	0,00	8	16	0,001	0,125	0,0271	2	6	0,002	0,040	0,014	16	50	0,000	0,192	0,014	3	13	0,001	0,007	0,003	1	3	0,004	0,079	0,009

Результаты гидродинамических исследований при опробовании скважин

Таблица 3.1.3.

№№ скв	Горизонт	Интервал исследования, м	Дата исследования	эфф перф толщина, м	Вид исслед	Диаметр штуцера, мм	Qн, м³/сут	Рпл, МПа	Рзаб., МПа	Депрессия ΔР, МПа	К уд.пр, м³/м*сут*МПа	К прод, м³/сут*МПа	С1	С2	С	Проницаемость k, мкм²	Гидропроводность kh/m, м³/Па*с10⁻¹²	Пьезопроводность c, м²/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13				14	15	16
Г-14	Р2-1	911-918	7.31.67г. 31.10.67г.	7			0.23	8.2	2.50	5.70	0.01	0.040				0.00039	0.001	0.000
Г-22		931-950	17.11.68г. 15.12.68г.	19			1.4	8.6	7.80	0.80	0.09	1.750				0.016	0.024	0.002
317		896-904	03.12.04г. 14.12.04г.	8			0.885	8.6	7.75	0.85	0.13	1.041				0.0076	0.016	0.000
318		887-905	14.08.05г. 05.09.05г.	8		3	8.3	8.6	8.15	0.45	2.31	18.444	1.65	9	10.65	0.06	0.285	0.003
						5	5.29		7.93	0.67	0.99	7.888				0.026	0.122	0.001
							5.30			0.67	0.99	7.910				0.107	0.339	0.004
					КВД		5.00	9.66	6.51	3.15	0.20	1.587				0.052	0.014	0.003
В среднем по скв. 318							**5.97**	**9.13**	**7.53**	**1.24**	**1.12**	**8.96**				**0.06**	**0.19**	**0.003**
В среднем по горизонту Р2-1							**2.12**	**8.85**	**6.40**	**2.15**	**2.09**	**2.95**				**0.02**	**0.06**	**0.00**
Г-4	Т-II	735-745	10.04.66г. 26.06.66г.	10			1.7	6.02	5.74	0.28	0.61	6.07				0.034	0.083	0.038
							1.8		3.44	2.58	0.07	0.70				0.004	0.01	0.0043
В среднем по скв. Г-4							**1.75**		**4.59**	**1.43**	**0.34**	**3.38**				**0.02**	**0.05**	**0.02**
Г-6		728-734	31.05.66г. 31.07.66г.	6		3	7.4	6.74	2.97	3.77	0.33	1.96				0.013	0.027	0.014
						5	11.2		5.11	1.63	1.15	6.87				0.045	0.094	0.05
						7	14		1.89	4.85	0.48	2.89				0.019	0.040	0.021
В среднем по скв.Г-6							**10.87**		**3.32**	**3.42**	**0.65**	**3.91**				**0.03**	**0.05**	**0.03**
Г-14		886-895; 896-898	3.11.67г. 25.12.67г.	11		2.5	9.8	8.9	7.80	1.10	0.81	8.91				0.114	0.122	0.125
						2	4.8		8.05	0.85	0.51	5.65				0.072	0.078	0.079
						3.5	10.3		6.54	2.36	0.40	4.36				0.0560	0.060	0.061
В среднем по скв. Г-14							**8.3**		**7.46**	**1.44**	**0.57**	**6.31**				**0.08**	**0.09**	**0.09**
Г-31		1030-1042	20.11.68г. 21.12.68г.	12			4.2	10.53	9.1	1.43	0.24	2.94				0.031	0.041	0.032
						5	3.5	11	9.47	1.53	0.19	2.29				0.024	0.032	0.025
						3.5	3.2		9.57	1.43	0.19	2.24				0.023	0.031	0.024
В среднем по скв. Г-31							**3.63**		**9.38**	**1.46**	**0.21**	**2.49**				**0.03**	**0.03**	**0.03**

продолжение таблицы 3.1.3.

№№ скв	Горизонт	Интервал исследования	Дата исследования	эфф перф толщина	Вид исслед	Диаметр штуцера, мм	Qн	Рпл	Рзаб.	Депрессия ΔР	$К_{уд.пр}$	К прод				Проницаемость	Гидропроводность	Пьезопроводность
																k	kh/m	c
		м		м			$м^3$/сут	МПа	МПа	МПа	$м^3$/м*сут*МПа	$м^3$/сут*МПа				$мкм^2$	$м^3$/Па*с10^{-12}	$м^2$/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13				14	15	16
306а	T-II	713-716; 734-744	17.10.05г. 11.11.05г.	13		3	0.5	7.72	7.49	0.23	0.17	2.17				0.026	0.030	0.027
312		795-801; 803-810,7	31.12.04г.	13.7		5	2	11	9.45	1.55	0.09	1.29				0.014	0.018	0.015
321		796-808	05.06.05г. 23.06.05г.	12		5	0.3	7.72	6.98	0.74	0.03	0.41				0.007	0.006	0.007
323		754-760	05.01.05г. 30.01.06г.	6		3	0.25	7.72	6.58	1.14	0.04	0.22				0.004	0.003	0.004
							0.05		6.52	1.2	0.01	0.04				0.001	0.001	0.001
В среднем по скв. 323							**0.15**		**6.55**	**1.17**	**0.02**	**0.13**				**0.0025**	**0.002**	**0.0025**
В среднем по горизонту T-II							**3.94**	**8.64**	**7.25**	**2.49**	**0.36**	**3.68**				**1.58**	**1.70**	**1.80**
Г-6	T-III	689-692; 697-699; 700-702; 702,5-703,5; 705-708	4.08.66г. 27.09.66г.	11		2	4.9	7.03	4.06	2.97	0.15	1.65				0.018	0.023	0.013
						3	6.3		4.73	2.3	0.46	2.74				0.031	0.038	0.021
						5	9.1		5.25	1.78	0.46	5.11				0.057	0.07	0.04
В среднем по скв. Г-6							**6.77**		**4.68**	**2.35**	**0.36**	**3.167**				**0.035**	**0.044**	**0.025**
Г-29		740-762	23.12.68г. 29.03.69г.	22			0.05	7.4	7.24	0.16	0.01	0.31				0.004	0.004	0.002
							1.2		5.25	2.15	0.03	0.56				0.006	0.008	0.04
							1.4		4.34	3.06	0.02	0.46				0.005	0.006	0.004
В среднем по скв. Г-29							**0.883**		**5.61**	**1.79**	**0.02**	**0.44**				**0.005**	**0.006**	**0.015**
В среднем по горизонту T-III							**3.83**	**7.22**	**5.15**	**2.07**	**0.19**	**1.80**				**0.02**	**0.02**	**0.02**
1-КН	IV-J1	668-688			КВД		5.00	6.63	6.33	0.30		16.50	2.20	15.70	17.90	0.91	0.23	0.01
Г-3		654-657	14.02.68г. 14.03.68г.	3			0.9	6.5	5.1	1.4	0.21	0.64				0.046	0.009	0.0003
							1.2		4.2	2.3	0.17	0.52				0.037	0.0073	0.0003
							1.8		3.3	3.2	0.19	0.56				0.04	0.0078	0.0003
							0.2		6	0.5	0.13	0.40				0.029	0.056	0.0002
В среднем по скв. Г-3							**1.025**		**4.65**	**1.85**	**0.18**	**0.53**				**0.038**	**0.02**	**0.0003**
Г-4		658,5-668,5; 664-666	26.06.66г. 26.07.66г.	12		9	70.8	6.7	5.9	0.8	7.38	88.50				3.259	1.233	0.022
						7	53.4		6.1	0.6	7.42	89.00				3.278	1.24	0.022
						5	32.6		6.3	0.4	6.79	81.50				3	1.136	0.02
		624-629	26.07.66г. 28.09.66г.	5			2.7	6.0	5.2	0.8	0.7	3.38				0.124	0.047	0.0008
							3.5		4.9	1.1	0.6	3.18				0.117	0.044	0.0008
							4.7		4.5	1.5	0.6	3.13				0.115	0.043	0.0008
							2.3		5.3	0.7	0.7	3.29				0.121	0.045	0.0008
В среднем по скв. Г-4							**24.29**		**5.46**	**0.84**	**3.45**	**38.85**				**1.43**	**0.54**	**0.01**

продолжение таблицы 3.1.3.

№№ скв	Горизонт	Интервал исследования, м	Дата исследования	эфф перф толщина, м	Вид исслед	Диаметр штуцера, мм	Qн, м³/сут	Рпл, МПа	Рзаб., МПа	Депрессия ΔР, МПа	$К_{уд.пр}$, м³/м*сут*МПа	К прод, м³/сут*МПа				Проницаемость k, мкм²	Гидропроводность kh/m, м³/Па*с10⁻¹²	Пьезопроводность c, м²/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13				14	15	16
314	IV-J1	679-682	27.12.04г. 05.01.05г.	3		5	11.8	6.67	6.16	0.51	7.71	23.14	12.20	7.00	19.20	1.867	0.322	0.012
		654-659; 671-679	08.01.05г. 15.01.05г.	13		5	23.3		6.24	0.43	1.30	54.19				4.373	0.755	0.029
В среднем по скв. 314							**17.55**		**6.20**	**0.47**	**4.50**	**38.66**				**3.12**	**0.54**	**0.021**
315		656-660; 666-678; 683-692	23.10.04г. 27.01.05г.	25		3	1.53	6.67	6.27	0.4	0.15	3.83	2.30	16.50	18.80	0.164	0.053	0.001
						4	5.48		5.76	0.91	0.24	6.02				0.258	0.084	0.002
						5	3.8		6.17	0.5	0.30	7.60				0.326	0.106	0.002
							8.49		5.77	0.90		9.38				1.329	0.543	0.009
В среднем по скв. 315							**4.83**		**5.991**	**0.679**	**0.233**	**6.708**				**0.519**	**0.196**	**0.004**
317		674-680; 684-690			КВД		6.49	6.49	5.921	0.569		11.400	12.40	34.00	46.40	8.664	1.320	0.067
321		648-650,5; 656,4-658,8; 667-688	25.06.05г. 05.07.05г.	15.9		5	20.5	6.67	6.43	0.24	8.54	85.42	1.88	19.00	20.88	3.662	1.19	0.025
322		672-676; 680-686	24.07.05г. 03.09.05г.	10		3	0.2	6.67	6.21	0.46	0.04	0.43	1.96	7.50	9.46	0.018	0.006	0
						5	0.64		6.11	0.56	0.11	1.15				0.049	0.016	0
							7.41		6.11	0.56		13.29				1.581	0.537	0.01
В среднем по скв. 322							2.75		6.14	0.53	0.08	4.96				0.549	0.186	0.003
В среднем по горизонту IV-J1							**8.68**	**6.64**	**5.97**	**0.64**	**3.01**	**27.10**				**1.97**	**0.47**	**0.01**
Г-3	V-J2	434-436	04.07.68г. 30.06.68г.	2			0.03	4.54	3.97	0.57	7.61	0.05				0.004	0	0
							0.13		3.65	0.89	0.07	0.15				0.012	0.002	0.001
		476-479	22.05.68г. 30.06.68г.	3			0.15	4.59	3.40	1.19	0.04	0.13				0.01	0.002	0.001
							0.24		4.04	0.55	0.15	0.44				0.036	0.006	0.004
В среднем по скв. Г-3							**0.14**		**3.77**	**0.80**	**1.97**	**0.19**				**0.02**	**0.00**	**0.00**
Г-4		468-474	30.12.66г. 31.01.67г.	6			2.6	4.63	3.59	1.04	0.42	2.50				0.057	0.035	0.007
							1.5		3.96	0.67	0.37	2.24				0.051	0.031	0.006
							1.2		4.11	0.52	0.39	2.32				0.053	0.032	0.006
							0.27		4.48	0.15	0.30	1.80				0.04	0.024	0.005
		478-481; 481-486	08.10.66г. 30.12.66г.	8			1.4	4.95	4.08	0.87	0.20	1.61				0.037	0.022	0.005
							1		4.00	0.95	0.13	1.05				0.024	0.015	0.003
							1.5		4.06	0.89	0.21	1.69				0.039	0.023	0.005
							1.5		3.59	1.36	0.14	1.10				0.025	0.015	0.003
В среднем по скв. Г-4							**1.37**		**3.98**	**0.81**	**0.27**	**1.79**				**0.04**	**0.02**	**0.01**
Г-30		498-502	27.11.68г. 7.02.69г.	4			0.308	4.97	3.41	1.54	0.05	0.20				0.013	0.003	0.002
В среднем по горизонту V-J2							**0.61**	**4.74**	**3.72**	**1.05**	**0.76**	**0.73**				**0.02**	**0.01**	**0.00**
Г-30	VI-J2	424-428	21.02.69г. 15.03.69г.	4			0.2	4.1	3.83	0.27	0.18	0.73				0.084	0.01	0.01
							0.31		3.56	0.54	0.14	0.58				0.067	0.008	0.01
							0.42		3.27	0.83	0.13	0.50				0.058	0.007	0.01
В среднем по скв. Г-30							**0.31**		**3.55**	**0.55**	**0.15**	**0.60**				**0.07**	**0.01**	**0.01**

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

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

На месторождении Каратюбе, по состоянию на 01.07.2021г. пробуренный фонд скважин составляет 68 ед. (1-кн, Г-1, Г-2, Г-3, Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8, Г-9, Г-10, Г-11, Г-12, Г-14, Г-15, Г-16, Г-17, Г-18, Г-19, Г-22, Г-23, Г-24, Г-25, П-25, Г-26, Г-28, Г-29, Г-30, Г-31, Г-32, Г-33, Г-34, Г-35, Г-36, Г-38, Г-54, Г-56, Г-57, Г-60, Г-67, Г-68, Г-69, Г-70, Г-71, Г-72, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 306-А, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 314, 315, 317, 318, 321, 322, 323, 328, 329, 332). Из них 31 скважина (Г-1, Г-2, Г-5, Г-6, Г-8, Г-9, Г-10, Г-11, Г-12, Г-14, Г-18, Г-19, Г-23, Г-25, П-25, Г-26, Г-28, Г-32, Г-33, Г-34, Г-35, Г-36, Г-54, Г-56, Г-57, Г-60, Г-67, Г-68, Г-70, Г-71, Г-72) ликвидирована по геологическим причинам.

Необходимо отметить, что месторождение Каратюбе, находится в консервации на текущий момент. Ниже приведен анализ технологических показателей месторождения, рассмотренных в рамках ранее утвержденного Авторского надзора за Проектом пробной эксплуатации, по состоянию на 01.01.2006г.

Добывающий фонд составлял 37 скважин (1-кн, Г-3, Г-4, Г-7, Г-15, Г-16, Г-17, Г-22, Г-24, Г-29, Г-30, Г-31, Г-38, Г-69, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 306-А, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 314, 315, 317, 318, 321, 322, 323, 328, 329, 332), из них в действующем фонде – 27 скважин, из них фонтанным способом эксплуатируются 17 скважин (1-кн, Г-4, Г-7, Г-16, Г-29, Г-31, 302, 304, 305, 307, 309, 314, 318, 321, 322, 323, 332) и механизированным (ЭВН) способом эксплуатируются 10 скважин (Г-17, 301, 303, 306-А, 308, 310, 311, 312, 315, 317). 4 Скважины (Г-38, Г-69, 328, 329) находятся в освоении и 6 скважин (Г-3, Г-15, Г-22, Г-24, Г-30, 306) в консервации.

Применялись электровинтовые насосы фирмы «WEATHERFORD». Для подъема жидкости использовались насосы типа 7-1000 NBRA, с внутренним диаметром НКТ 62мм.

Начальные дебиты по нефти изменялись от 0,1 т/сут до 64,92 т/сут и в среднем составляют 9,42 т/сут. На дату составления отчета, текущие дебиты скважин по нефти изменяются от 0,59 т/сут до 36,04 т/сут и в среднем равны 6,96 т/сут.

Скважины добывающего фонда по текущим дебитам (на момент составления ТС 2007 г.) нефти можно разделить на 3 группы:

а) с дебитами нефти меньше 5 т/сут., 15 скважин (Г-4, Г-7, Г-16, Г-17, Г-29, Г-31, 1-кн, 301, 302, 304, 305, 306-а, 312, 321, 323).

б) с дебитами нефти от 5 до 10 т/сут., 6 скважин (307, 310, 314, 315, 318, 322).

в) с дебитами нефти больше 10 т/сут., 6 скважин (303, 308, 309, 311, 317, 332).

Вода в продукции скважин появилась в 2007г. в скважинах Г-4, Г-16, 1-кн, 307, 314, 332, 301, 303, 308. Текущая обводненность продукции по скважинам изменяется от 1,4% в скважине 1-кн до 4,8% в скважине 308, в среднем по месторождению составляет 0,79%.

Ниже приводится характеристика добывающего фонда по горизонтам.

IV нижнеюрский горизонт (IV -J_1)

Горизонт находится в пробной эксплуатации с 2005г. вводом из консервации 2-х скважин Г-4 и Г-29 с начальными дебитами от 35,2 т/сут до 64,9 т/сут.

На 01.01.2008г. фонд добывающих скважин составлял 21 ед. Из них 14 скважин (1-кн, Г-4, Г-7, Г-29, 302, 304, 305, 307, 309, 314, 321, 322, 323, 332) работают фонтанным способом и 7 скважин (301, 303, 308, 310, 311, 315, 317) работают механизированным способом оборудованные электровинтовыми насосами.

II нижнетриасовый горизонт (II-T_1)

Горизонт находится в пробной эксплуатации с 2005г. На 01.01.2008г. фонд добывающих скважин составлял 5 ед, из них 2 скважины (Г-16, Г-31) работают фонтанным способом и 3 скважины (Г-17, 306-А, 312) работают механизированным способом (ЭВН). Начальные дебиты скважин по нефти составили от 0,3 т/сут до 7,77 т/сут, и в среднем составили 2,75 т/сут. Текущие дебиты нефти изменяются от 1,27 т/сут до 4,74 т/сут, в среднем по горизонту текущий дебит нефти составил 2,28 т/сут.

I верхнепермский горизонт (I-P_2)

Горизонт находится в пробной эксплуатации с 2005 года вводом из разведочного бурения скважины 318 с начальным дебитом нефти 2,31 т/сут. Текущий дебит нефти скважины 6 т/сут.

Характеристика фонда скважин на 01.01.2008г. представлена в таблице 3.2.1.

Необходимо отметить, что для варианта представляемого проекта разработки, использовались данные, полученные от Недропользователя, и фонд скважин (пробуренный), участвующий в разработке технологических показателей вариантов разработки, показан в таблице ниже.

Таблица 3.2.1-Характеристика фонда скважин месторождения Каратюбе по состоянию изученности на 01.07.2021 г.

Объект	**Горизонт**	Фонд скв.	
		ед.	ед.
		Дейст.доб	В освоении
I	I-P_2 +T_1-II+T_1-III	**6**	**2**
II	IV-J_1 + V-J_2+ VI-J_2	**27**	
III(возврат)	XIIa + VIIg + IXbr, XIbr+ XI^I br		
По месторождению		**33**	**3**

Характеристика фонда скважин на 01.01.2008г

Таблица 3.2.1

№ п/п	Наименование	Характеристика фонда скважин	Всего кол-во	Горизонты									
				IV - J_1		T_1 - II		I-P_2		P_2		P1(подсолевой)	
				кол-во скважин	№№ скв	кол-во скважин	№№ скв	кол-во скважин	№№ скв	кол-во скважин	№№ скв	кол-во скважин	№№ скв
1	Фонд добывающих скважин	Пробурено		21		7		1		1		1	
		Действующие	27	21	Г-4,Г-7,Г-29, 301,302,303, 305,304,307,309,314, 315,321,322,323,308,310 ,311,317, 332,1-кн.	5	Г-16, Г-17, Г-31 306-А, 312	1	318				
		из них фонтанные	17	14	Г-4,Г-7,Г-29, 302,304,305,307,309,314 ,1-кн,321,323,322,332	2	Г-16, Г-31	1	318				
		ЭВН	10	7	301,303,308,310,311,315 ,317	3	Г-17, 306-А, 312						
		Бездействующие											
		В консервации	6		306, Г-13, Г-15, Г-22, Г-24, Г-30								
		В освоении	4			2	328.329			1	Г-69	1	Г-38
		Всего	37	21		7		1		1		1	
2	Нагнетательный фонд скважин	Действующие	0										
		Бездействующие	0										
		Всего	0										
3	Ликвидированные скважины по геологическим причинам		31	Г-1, Г-2, Г-5, Г-6, Г-8, Г-9, Г-10, Г-11, Г-12, Г-14, Г-18, Г-19, Г-23, Г-25, П-25, Г-26, Г-28, Г-32,Г-33, Г-34,Г-35, Г-36, Г-54, Г-56, Г-57, Г-60, Г-67, Г-68, Г-70, Г-71,Г-72								
4	Всего пробурено		68										

Как отмечалось ранее, месторождение Каратюбе в период 2008-2020 г.г. находилось в консервации, в связи с чем новых данных по эксплуатации месторождения не появилось. Ниже приведена характеристика отборов УВС, за период 2003-2007 г.г., т.е за период действия ранее утвержденных проектных документов.

В 2002г. ТОО «Горно-экономический консалтинг» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Каратюбе (надсолевое)», который утвержден на ЦКР Министерства энергетики и минеральных ресурсов РК (Протокол № 13 от 26.06.2003г). Срок пробной эксплуатации установлен 3 (три) года, с 26 июня 2003 года по 25 июня 2006 год. Пробуренный фонд скважин на начало пробной эксплуатации составил 44 разведочных скважин.

Проектом пробной эксплуатации в 2003г. предусматривалось провести расконсервацию скважин Г-29, Г-4, Г-7 и Г-69 и ввод их в эксплуатацию по II-объекту (IV-J_1-продуктивный горизонт). Также проектировалось бурение 6-ти эксплуатационных скважин (1-КН, 301, 302, 304, 305, 307).

Фактически в 2003 году были расконсервированы все намеченные скважины. Однако, из проектных скважин пробурена только одна скважина 1-КН, проектной глубиной 850 м. В эксплуатацию введены 2 скважины (Г-4, Г-29).

В 2004 году проектом пробной эксплуатации предусматривалось эксплуатация пробуренных 6 новых эксплуатационных скважин.

Фактически в 2004 году пробурены 13 новых скважин (1-кн, 302, 303, 304, 306, 307, 308, 309, 310, 312, 314, 315, 317) и осуществлен ввод в эксплуатацию из бурения 9 новых скважин (1-кн, 302, 304, 308, 309, 310, 312, 315, 317), а также введена из консервации 1 скважина Г-7. Добывающий фонд составил 12 скважин.

В 2005 году на месторождении пробурены еще 7 добывающих скважин (301, 306-А, 311, 318, 321, 322, 323) и из них введены в эксплуатацию 6 скважин, а также введена из консервации 1 скважина Г-17. Добывающий фонд на конец года составил 19 скважин

В 2006 году пробурены 2 скважины 305, 323. В эксплуатацию введены 4 скважины; из них 2 скважины (Г-16, Г-31) из консервации, 1 скважина 303 из освоения и 1 скважина (323) из бурения. Добывающий фонд составил 23 скважины.

В 2007 пробурены 3 скважины (328, 329, 332). В эксплуатацию введены ранее пробуренные 3 скважины (305, 307, 322) и 1 новая скважина (332). В эксплуатации по состоянию на 01.01.2008г. добывающий фонд составил 27 скважин.

Всего на месторождении по состоянию на 01.01.2008г. на балансе 68 скважин, из них в добывающем фонде 37 скважин (4 скважины в освоении, 6 скважин в консервации) и 31 скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению и по продуктивным горизонтам приведена в таблицах 3.2.3-3.2.6

Таким образом, в 2003-2007гг на месторождении Каратюбе (надсолевое) пробурены 24 (двадцать четыре) эксплуатационных скважин. Все пробуренные скважины подтвердили геологическое строение структуры и наличие продуктивных горизонтов в ранее выявленных отложениях.

В 2003 году в результате пробной эксплуатации 2-х скважин было добыто 14,08 тыс.т нефти при проектном 98,46 тыс.т. В 2004 году в разработку были вовлечены 12 скважин и добыто 19,03 тыс.т нефти , а в 2005 году в разработку были вовлечены 19 скважин, при этом было добыто 33,87 тыс.т нефти. В 2006 году в разработке участвовало 23 скважины и добыто 26,09 тыс.т нефти. В 2007 году в разработке участвует 27 скважин добыто 31,48 тыс.т нефти. Суммарная добыча нефти 124,55 тыс.т. Обводненность среднегодовая 0,79 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов 0,43 %. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов 0,44%. Коэффициент нефтеизвлечения 0,008 д.ед.

Динамика фактических показателей разработки по горизонту и месторождению Каратюбе приведены в таблице 3.2.3; 3.2.4; 3.2.5. 3.2.6

Таблица 3.2.3-Динамика фактических показателей разработки месторождения Каратюбе (на 01.01.2008г.)

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	Ед. изм.	ГОДЫ				
			2003	2004	2005	2006	2007
1	Добыча нефти	тыс.т.	14.08	19.03	33.87	26.09	31.48
	в том числе: из новых скважин	тыс.т.	14.08	12.88	8.55	2.23	1.14
	из переходящих скважин	тыс.т.	14.08	6.15	25.33	23.86	30.35
2	Суммарная добыча нефти	тыс.т.	14.08	33.11	66.98	93.07	124.55
3	Добыча жидкости	тыс.т.	14.08	19.03	33.87	26.09	31.70
4	Суммарная добыча жидкости	тыс.т.	14.08	33.11	66.98	93.07	124.77
5	Обводненность среднегодовая	%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.79
6	Темп отбора от начал. извлекаемых запасов	%	0.19	0.26	0.46	0.36	0.43
7	Темп отбора от текущ. извлекаемых запасов	%	0.19	0.26	0.46	0.36	0.44
8	Степень выработки	%	0.19	0.45	0.92	1.27	1.70
9	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0.001	0.002	0.004	0.006	0.008
10	Ввод добывающих скважин	ед.	2	10	7	4	6
	в.т.ч. из эксплуатационного бурения	ед.		9	6	2	6
	из разведочного бурения	ед.					
	из консервации	ед.	2	1	1	2	
11	Выбытие добывающих скважин	ед.					
12	Фонд добывающих скважин	ед.	2	12	19	23	29
13	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	2	12	19	21	27
14	Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти	т/сут	38.3	12.5	11.8	7.9	5.9
15	Среднесуточный дебит 1 нов. скв. по нефти	т/сут	38.3	12.1	13.0	9.6	3.8
16	Коэффициент использования фонда скважин	д.ед.	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9
17	Календ время экспл фонда	ед.	730	4380	6935	8395	10585
18	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0.504	0.347	0.413	0.395	0.505
19	Число отработанных дней добыв.скважин	ед.	368	1520	2863	3316	5342
20	Число отработанных дней нов. добыв.скважин	ед.	368	1063	657	232	302

Таблица 3.2.4-Динамика фактических показателей разработки горизонта IV-J_1 месторождения Каратюбе (на 01.01.2008г.)

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	Ед. изм.	ГОДЫ				
			2003	2004	2005	2006	2007
1	Добыча нефти	тыс.т.	14.08	18.98	33.21	23.42	26.53
	в том числе: из новых скважин	тыс.т.	14.08	12.82	8.00	0.47	1.14
	из переходящих скважин	тыс.т.	14.08	6.15	25.21	22.96	25.39
2	Суммарная добыча нефти	тыс.т.	14.08	33.05	66.27	89.69	116.22
3	Добыча жидкости	тыс.т.	14.08	18.98	33.21	23.42	26.78
4	Суммарная добыча жидкости	тыс.т.	14.08	33.05	66.27	89.69	116.47
5	Обводненность среднегодовая	%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.94
6	Темп отбора от начал. извлекаемых запасов	%	0.81	1.09	1.91	1.34	1.52
7	Темп отбора от текущ. извлекаемых запасов	%	0.81	1.10	1.94	1.40	1.61
8	Степень выработки	%	0.81	1.90	3.80	5.15	6.67
9	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0.002	0.006	0.011	0.015	0.020
10	Ввод добывающих скважин	ед.	2	9	4	2	4
	в.т.ч. из эксплуатационного бурения	ед.		8	4	2	4
	из разведочного бурения	ед.					
	из консервации	ед.	2	1			
11	Выбытие добывающих скважин	ед.					
12	Фонд добывающих скважин	ед.	2	11	15	17	21
13	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	2	11	15	17	21
14	Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти	т/сут	38.3	12.6	13.2	6.8	6.3
15	Среднесуточный дебит 1 нов. скв. по нефти	т/сут	38.3	12.2	31.4	21.1	40.6
16	Коэффициент использования фонда скважин	д.ед.	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
17	Календ время экспл фонда	ед.	730	4015	5475	6205	7665
18	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0.504	0.375	0.461	0.559	0.547
19	Число отработанных дней добыв.скважин	ед.	368	1504	2524	3467	4194
20	Число отработанных дней нов. добыв.скважин	ед.	368	1047	255	22	28

Таблица 3.2.5-Динамика фактических показателей разработки горизонта Т-II месторождения Каратюбе (на 01.01.2008г.)

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	Ед. изм.	ГОДЫ				
			2003	2004	2005	2006	2007
1	Добыча нефти	тыс.т.	0.00	0.05	0.28	2.22	3.89
	в том числе: из новых скважин	тыс.т.			0.17	1.77	0.00
	из переходящих скважин	тыс.т.	0.00	0.05	0.11	0.45	3.89
2	Суммарная добыча нефти	тыс.т.	0.00	0.05	0.34	2.56	6.45
3	Добыча жидкости	тыс.т.	0.00	0.05	0.28	2.22	3.89
4	Суммарная добыча жидкости	тыс.т.	0.00	0.05	0.33	2.55	6.44
5	Обводненность среднегодовая	%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	Темп отбора от начал. извлекаемых запасов	%	0.00	0.00	0.02	0.18	0.32
7	Темп отбора от текущ. извлекаемых запасов	%	0.00	0.00	0.02	0.18	0.32
8	Степень выработки	%	0.00	0.00	0.03	0.21	0.52
9	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0.000	0.000	0.000	0.001	0.002
10	Ввод добывающих скважин	ед.		1	2	2	2
	в.т.ч. из эксплуатационного бурения	ед.		1	1		2
	из разведочного бурения	ед.					
	из консервации	ед.			1	2	
11	Выбытие добывающих скважин	ед.					
12	Фонд добывающих скважин	ед.		1	3	5	7
13	Действующий фонд скважин на конец года	ед.		1	3	4	5

14	Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти	т/сут		3.3	0.4	3.2	4.2
15	Среднесуточный дебит 1 нов. скв. по нефти	т/сут		0.0	2.9	2.5	0.0
16	Коэффициент использования фонда скважин	д.ед.		1.0	1.0	0.8	0.7
17	Календ время экспл фонда	ед.		365	1095	1825	2555
18	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.		0.044	0.633	0.380	0.365
19	Число отработанных дней добыв.скважин	ед.		16	693	693	932
20	Число отработанных дней нов. добыв.скважин	ед.		16	57	693	693

Таблица 3.2.6-Динамика фактических показателей разработки горизонта P_2-1 месторождения Каратюбе(на 01.01.2008г.)

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	Ед. изм.	ГОДЫ		
			2005	2006	2007
1	Добыча нефти	тыс.т.	0.38	0.44	0.98
	в том числе: из новых скважин	тыс.т.	0.38		
	из переходящих скважин	тыс.т.	0.00	0.44	0.98
2	Суммарная добыча нефти	тыс.т.	0.38	0.82	1.80
3	Добыча жидкости	тыс.т.	0.38	0.44	0.98
4	Суммарная добыча жидкости	тыс.т.	0.38	0.82	1.80
5	Обводненность среднегодовая	%	0.0	0.0	0.0
6	Темп отбора от начал. извлекаемых запасов	%	0.01	0.01	0.01
7	Темп отбора от текущ. извлекаемых запасов	%	0.01	0.01	0.01
8	Степень выработки	%	0.01	0.01	0.02
9	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.			
10	Ввод добывающих скважин	ед.	1	0	
	в.т.ч. из эксплуатационного бурения	ед.	1		
	из разведочного бурения	ед.			
	из консервации	ед.			
11	Выбытие добывающих скважин	ед.			
12	Фонд добывающих скважин	ед.	1	1	1
13	Действующий фонд скважин на конец года	ед.	1	1	1
14	Среднесуточный дебит 1 скв. по нефти	т/сут	2.9	3.4	4.5
15	Среднесуточный дебит 1 нов. скв. по нефти	т/сут	2.9	0.0	0.0
16	Коэффициент использования фонда скважин	д.ед.	1.0	1.0	1.0
17	Календ время экспл фонда	ед.	365	365	365
18	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0.353	0.353	0.592
19	Число отработанных дней добыв.скважин	ед.	129	129	216
20	Число отработанных дней нов. добыв.скважин	ед.	129	1	34

3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов

Ввиду отсутствия эксплуатации нефтяных залежей, остаточные запасы нефти и газа принимаются на уровне начальных, которые приведены в главе 2, за минусом добычи, показанной в главе 3.2.

3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Оценить эффективность системы разработки не представляется возможным, ввиду отсутствия достаточных данных по истории разработки.

3.2.4. Энергетическое состояние разработки месторождения

Ввиду отсутствия эксплуатации нефтяных залежей, текущее энергетическое состояние на уровне начальных, которые приведены в предыдущем разделе 3.1, таблице 3.1.3.

3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетной модели, принятых для расчета прогнозных основных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по месторождению Каратюбе, на дату составления настоящего отчета.

Согласно расчетной модели, каждый продуктивный горизонт (залежь) представлен набором пластов-коллекторов, выделенных по результатам переинтерпретации материалов ГИС, которые, в свою очередь, характеризуются прерывистостью по латерали и расчлененностью по разрезу. Причем каждый обособленный пласт-коллектор характеризуется фильтрационно-емкостными (толщина, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), продуктивными (коэффициент продуктивности) и термобарическими (пластовые давление и температура) свойствами, которые отличаются между собой от скважины к скважине. В конечном итоге, каждый продуктивный горизонт представляется в виде латерально- и послойно неоднородной по коллекторским свойствам модели. Изменение коллекторских свойств по латерали и вертикали количественно характеризуются квадратами коэффициента вариации, соответственно зональной (V2з) и послойной (V2п) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность (V2р).

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

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

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где:

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

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

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

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau * \eta_{\text{ср}} * n * (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) * \varphi * \xi_1 * \xi_2$$

где:

τ – время работы скважин;

$\eta_{\text{ср}}$ – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{\text{сн}}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{\text{сэ}}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

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

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где:

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

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

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fи} = Q_и * \frac{F}{K_з}$$

где:

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{зн} + (K_{зк} - K_{зн}) * \ln\frac{1}{1-A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_з^t = [q^t * \rho_* + (q_F^t - q^t) * \mu_0] * (1 + \varepsilon_з)$$

где:

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

$\varepsilon_з$ – теряемая доля закачиваемого агента.

3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В настоящее время, как известно из предыдущих разделов, в промышленной разработке пребывают 2 эксплуатационных объекта (I и II основные объекты). Возвратный объект – в период промышленной добычи не вводился.

Адаптация (идентификация) параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки эксплуатационных объектов, с учетом уравнения добычи, которая представлена ниже:

$$\boldsymbol{q_0 = q^{(t)} * [1 - \left(\frac{Q_{(t)}}{Q_0}\right)]}$$

где $\mathbf{q^{(t)}}$ – годовой отбор нефти, тыс.т;

$\mathbf{q_0}$ – амплитудный дебит объекта, тыс.т;

$\mathbf{Q_{(t)}}$ – суммарные отборы нефти на середину года, тыс.т;

$\mathbf{Q_0}$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

После идентификации параметров по изложенным формулам, 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.

В вышеприведенном уравнении добычи нефти, в качестве извлекаемых запасов использованы запасы, которые были приняты утверждены в рамках Подсчета запасов (2) и утверждены ГКЗ Республики Казахстан.

3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

На юго-восточном крыле месторождения Каратюбе по данным интерпретации материалов геолого-геофизических исследований установлена промышленная нефтегазоносность в верхнепермских, нижнетриасовых, юрских и меловых отложениях.

Всего на месторождении выделено 16 горизонтов. Промышленные залежи нефти связаны с отложениями: верхнепермскими, нижнетриасовыми, нижнеюрским, среднеюрским, нижнемеловыми.

Как правило, запасы нефти только промышленной категории C_1 могут быть вовлечены в разработку и поэтому, в качестве эксплуатационных объектов были рассмотрены вышеназванные залежи в продуктивных горизонтах.

Учитывая степень изученности и представление о геологическом строении природных резервуаров, в рамках настоящей работы рекомендуется выделить два основных эксплуатационных объекта, содержащие запасы нефти промышленной категории C_1 –выделено 3 объекта разработки:

I объект - I-P_2 пермский +II-T_1+III-T_1 триасовые горизонты;

II объект - IV-J_1 нижнеюрский + V-J_2+ VI-J_2 среднеюрские горизонты;

III объект (возвратный) – XIIa аптский + VIIg готеривский + IX, XIbr барремские горизонты.

Основным объектом эксплуатации считается II объект - IV-J1 нижнеюрский+ среднеюрские горизонты, который содержит порядка 55% от извлекаемых запасов месторождения по C_1.

Горизонты в объектах, имеют сходные характеристики нефтей и нефтевмещающих коллекторов и наиболее близкую расположенность, а также совпадают в структурных планах.

Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные, ограничены краевой и подошвенной водой.

Глубина залегания горизонтов изменяется от 610 м до 850 м в сводовой части. Коллектора порового типа, сложены терригенными породами.

Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,858 до 0,92 г/см^3, вязкости при 20^{o}С от 20,6 до 1281 мПа*с.

Плотность нефти и вязкость взята по аналогии с соседним крылом Каратюбе Южное.

Исходные геолого-геофизические характеристики этих нефтяных горизонтов приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1-Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки.

№ п/п	Параметры	Горизонт									
		I объект			II объект			III объект (возвратный)			
		I-P_2	T_1-II	T_1-III	J_1-IV	J_2-V	J_2-VI	VIIg	IXbr	XIbr	XIIa
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Средняя глубина залегания, м (ГИС/Абс. отметка)	875,6/ -733,3	823,4/ -682,6	761,9/ -631,1	676,2/ -536	506,9 /-366,6	441,9/ -301,1	416,7/ -276,2	338,6/ -198,4	275/ -134,3	231,7/ -91,7
2	Тип залежи	Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранирована									
3	Тип коллектора	Терригенный									
4	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	2666	3185	714	2314	900	969	104	75	56	405
5	Средняя общая толщина, м	26,2	26,3	21,5	48,7	37,8	7,4	11,9	20,3	6,6	23,3
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,9	5,6	2,9	18,8	11,8	3,3	2,8	5,2	4,3	9,7
7	Пористость, доли ед.	0,14	0,15	0,19	0,27	0,29	0,27	0,25	0,28	0,27	0,26
8	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,70	0,63	0,69	0,73	0,72	51	0,4	0,51	0,57	0,57
9	Проницаемость по керну, %	30,1	20,7	286,4	93,2	154,1	593,8	-	-	922,3	398,4
10	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,475	0,551	0,378	0,496	0,468	0,508	0,358	0,66	0,57	0,868
11	Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,9	2,1	3,5	4	3,5	1,3	1,4	2,4	1,5	1,5
12	Пластовая температура, ^{0}C	26,5	31,2	-	29,6	20	-	-	-	-	-
13	Пластовое давление, МПа	7,6	10,32	-	6,12	4,87	-	-	-	-	-
14	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	-	-	-			-	-	-	-	-
15	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см^3	0,837	0,836	-	0,838	0,867	-	-	-	-	-
16	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,58	1,025	-	1,17	1,005	-	-	-	-	-
17	Содержание серы в нефти, %	0,2	0,22	0,18	0,24	0,31	0,32	0,29	-	0,29	-
18	Содержание парафина в нефти, %	1,5	0,73	3,2	1,6	-	-	0,76	-	0,51	-
19	Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Газосодержание нефти, м^3/т	3,19	4,63	-	6,32	0,57	-	-	-	-	-
21	Плотность воды в пластовых условиях, г/см^3	1,135	1,064	1,066	1,049	1,022	1,012	1,009	1,005	1,005	-

Продолжение таблицы 3.4.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т (утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК), в том числе:										
	по категории В	-	-	-	5838	-	-	-	-	-	
	по категории C_1	996	2378	3081	1742	2372	-	-	-	-	589
	по категории C_2	-	-	-		-	623	-	-	-	
23	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т (утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК), в том числе:										
	по категории В	-	-	-	2919	-	-	-	-	-	-
	по категории C_1	398	950	1233	871	949	-	-	-	-	-

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Месторождение Каратюбе, согласно классификации ГКЗ РК, по характеру геологического строения отнесено к сложным и по величине запасов - к средним.

Нефтяные залежи всех продуктивных горизонтов тектонически экранированные, имеют блоки с водонефтяными зонами, что обеспечивает их активный водонапорный режим, о чем свидетельствуют статистический уровень флюидов в скважинах, зачастую выше гидростатического уровня. Коллектора характеризуются как среднепористые (от 14 до 30%), проницаемые и малопроницаемые, глинистые. Коэффициенты расчлененности по горизонтам варьируют в пределах от 1,258 до 4, коэффициенты песчанистости 0,342-1.

Все нефтяные залежи месторождения отличаются по вязкости нефти. Исследования вязкости нефти в пластовых условиях имеются только в основных горизонтах.

Выработка запасов из меловых залежей заведомо связана с большими трудностями из-за быстрых прорывов языков воды в добывающие скважины. В сочетании с высокой неоднородностью пластов высокая вязкость нефти негативно отразится на текущих и конечных значениях коэффициента нефтеизвлечения. Ограничения для увеличения дебитов скважин создадут высокая вязкость нефти, обуславливающая низкую гидропроводность пласта и высокую обводненность продукции, и слабо сцементированная порода коллектора.

Предполагается, что, учитывая недонасыщенность пластовой нефти газом и высокую вязкость, при снижении забойного давления в скважинах ниже давления насыщения нефти газом не произойдут необратимые и катастрофические процессы изменения свойств нефти в пласте. Однако в рамках настоящей работы рекомендуется все же на забоях скважин поддерживать давление на уровне или выше давления насыщения

нефти газом. После отбора и изучения дополнительных глубинных проб нефти, рекомендуется уточнить режим работы скважин.

В варианте разработки с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивные пласты, забойные давления в нагнетательных скважинах рекомендуется поддерживать на уровне на 3,0-5,0 МПа выше начального пластового давления.

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

Во всех рассмотренных ниже вариантах разработки месторождения рекомендуется добывающие скважины эксплуатировать механизированным способом добычи – установками электро-винтовых насосов (УВН).

Вариант 1. В качестве базового варианта рассматривается разработка месторождения существующим фондом скважин. Запланирован вывод из консервации 6 добывающих скважин по I объекту в 2021 году, по II объекту запланирован поэтапный вывод из консервации следующего количества добывающих скважин – 20 скважин в 2021 году, 5 скважин в 2022 году, и 2 скважины в 2023 году. Возвратный объект запланирован вводом в эксплуатацию скважин, переведённых со II основного объекта, 5 скважин в 2047 году, и 5 скважин с 2048 года, итого разработка возвратного объекта запланирована 10 добывающими скважинами.

Все объекты запланированы к эксплуатации на упруго- водонапорном режиме, без ППД.

Вариант 2. На I объекте, аналогично 1 варианту (вывод из консервации 6 добывающих скважин в 2020 году), запланировано бурение добывающих и нагнетательных скважин. Запланировано бурение в 2023 году бурение 3 добывающих скважин, в 2024 году 3 добывающих и 1 нагнетательная скважины. В 2025 году запланировано бурение 1 нагнетательной скважины. Итого бурение составит 6 добывающих и 2 нагнетательных скважин.

По II объекту, в отличии от 1 варианта, ввод скважин из консервации будет ускорен, 20 скважин в 2021 году, и 7 скважин в 2022 году. Начиная с 2024 года, запланировано бурение 5 добывающих скважин и 2 нагнетательных, в 2025 году 5 добывающих и 2 нагнетательных.

Возвратный объект планируется разрабатывать так же как и случае с 1 вариантом, т.е. переводом 10 скважин с II основного объекта (5 скважин в 2047 году, и 5 скважин в 2048 году.)

Вариант 3. Данный вариант отличается от 1 и 2 варианта уплотнением сетки скважин, а также применением ГТМ, в виде паротепловой обработки скважин (ПТОС) на I и II объектах.

На I объекте, аналогично 1 и 2 варианту (вывод из консервации 6 добывающих скважин в 2020 году), запланировано бурение добывающих и нагнетательных скважин. Запланировано бурение в 2023 году бурение 3 добывающих скважин, в 2024 году 3 добывающих и 2 нагнетательных скважин, в 2025 году 3 добывающих и в 2026 году 3 добывающих скважин. Итого бурение составит 12 добывающих и 2 нагнетательных скважин.

По II объекту, в отличии от 1 варианта, ввод скважин из консервации будет ускорен, 20 скважин в 2021 году, и 7 скважин в 2022 году. Начиная с 2024 года, запланировано бурение 5 добывающих скважин и 2 нагнетательных, в 2025 году 5 добывающих и 2 нагнетательных. В 2026 году запланировано бурение 5 добывающих, в 2027 году 8 добывающих и в 2028 году 3 добывающих скважин. Итого запланировано бурение 26 добывающих и 4 нагнетательных скважин.

Возвратный объект планируется разрабатывать так же, как и случае с 1 и 2 вариантами, т.е. переводом 10 скважин с II основного объекта. Отличием будет являться только более ранее подключение в эксплуатацию возвратного объекта, так как эксплуатация II объекта, с уплотнением сетки скважин и проведением ПТОС позволит ранее выработать II объект разработки. (5 скважин в 2041 году, и 5 скважин в 2042 году.).

Технология ПТОС – паро -тепловую обработку скважин проводят в добывающих скважинах, продолжительность обработки определяют исходя из заданного темпа нагнетания пара и радиуса прогретой зоны. После окончания нагнетания пара, скважины выдерживают некоторое время, в течении которого пар конденсируется. В это время происходит перераспределение теплоты от призабойной зоны к более отдалённым участкам пласта. После выдержки скважин и установки насосного оборудования скважины пускают в работу.

Для ПТОС используются мобильные парогенераторные установки марки, работающие на попутном газе. Максимальная паропроизводительность парогенератора 11,2 т/час при сухости пара 80 %. Максимальная температура на выходе 353°С, максимальное давление составляет 17,2/21 МПа.

Учитывая вязкость нефти на объектах разработки, применение ПТОС на добывающих скважинах (теплового метода воздействия на призабойную зону скважины), позволит увеличить дебиты добывающих скважин.

При термообработке перенос тепла в коллектор осуществляют:

- при теплопередаче по скелету породы и насыщающей жидкости от источника тепла, расположенного в скважине (метод кондуктивного прогрева);

- при принудительном теплопереносе по коллектору за счет нагнетания в пласт теплоносителя (паротепловая обработка).

Температура нагрева должна быть ниже точки коксования нефти.

При периодической тепловой обработке, после извлечения из скважины эксплуатационного оборудования, опускают на кабеле-тросе в интервал продуктивного пласта глубинный электронагреватель и осуществляют прогрев в течение 3-7 суток.

Продолжительность пуска скважины в эксплуатацию после тепловой обработки не должна превышать 7 ч;

- при паротепловой обработке прогрев ПЗП осуществляют насыщенным паром с помощью стационарных или передвижных парогенераторов.

Паротепловые обработки проводят в скважинах глубиной не более 1000 м в коллекторах, содержащих нефть с вязкостью в пластовых условиях свыше 50 МПа • с.

Перед проведением процесса скважину останавливают, извлекают эксплуатационное оборудование и проверяют герметичность эксплуатационной колонны.

Нагнетание пара осуществляют с таким расчетом, чтобы паровая зона образовалась в радиусе 10 - 20 м.

Затем скважину герметизируют и выдерживают в течение 2-3 суток.

Также в результате этого мероприятия значительно улучшаются фильтрационные характеристики, меняется смачиваемость горных пород, уменьшается вязкость нефти, увеличивается подвижность нефти.

3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Практически все выделенные эксплуатационные объекты находятся на начальной стадии разработки, которые характеризуются невысокой выработанностью извлекаемых запасов нефти и небольшой обводненностью добываемой продукции.

В рамках настоящего проектного документа ППД планируется продолжить и организовать соответственно на I и II объектах разработки. В качестве вытесняющего агента и ППД рекомендуется закачивать в продуктивные пласты попутно добываемую воду.

Закачка газа в пласты не рассматривается ввиду дефицита добываемого газа.

Согласно рекомендуемого варианта разработки 3, на месторождении Каратюбе для разработки нефтяных объектов, будет использоваться 6 нагнетательных скважин для ППД.

Закачку воды планируется осуществлять по герметизированной системе.

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

- Водородный показатель (pH) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.
- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.
- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 ^{o}C и в пробе после прокаливания при 600 ^{o}C должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат

сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов, технологии и системы воздействия на продуктивные пласты.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, как было выше рассмотрено, положена схема слоисто - и зонально-неоднородного пласта.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, начальное положение ВНК. С учётом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей. Расчеты технологических показателей разработки выполнены с применением методики, изложенной в работах Лысенко В.Д. и выполнены с применением специального программного комплекса для расчета технологических показателей разработки.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном ее совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что дает возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объема исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчетному параметру полной совокупности значений.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования и исследования скважин.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где:

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

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

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

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau * \eta_{\text{ср}} * n * (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) * \varphi * \xi_1 * \xi_2$$

где

τ – время работы скважин;

$\eta_{\text{ср}}$ – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{\text{сн}}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{\text{сэ}}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

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

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{F\text{и}} = Q_{\text{и}} * \frac{F}{K_{\text{з}}}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{зн} + (K_{зк} - K_{зн}) * \ln\frac{1}{1-A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_з^t = [q^t * \rho_* + (q_F^t - q^t) * \mu_0] * (1 + \varepsilon_з)$$

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

$\varepsilon_з$ – теряемая доля закачиваемого агента.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

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

$$\mathbf{К_{охв.} = К_1 * К_2}$$

где $К_1$ – коэффициент охвата сеткой проектных скважин, д.ед.

$К_2$ – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.

Коэффициент охвата сеткой скважин $К_1$ определяется по известной зависимости:

$$K_1 = e^{\alpha S'}$$

где:

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

w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, д.ед.;

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

S’ – площадь приходящаяся на одну скважину, км^2.

3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей разработки

Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат на добычу нефти выполнен на основе технологических показателей разработки с применением нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Расчет капитальных вложений произведен с учетом имеющихся мощностей объектов промыслового обустройства.

Капитальные вложения определены по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение добывающих, нагнетательных скважин, нефтепромысловое обустройство.

Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин, вводимых из бурения. Проектная стоимость строительства одной добывающей нефтяной и нагнетательной скважины составляет в среднем 338,87 млн. тенге.

Капитальные вложения в объекты нефтепромыслового обустройства запланированыв разрезе отдельных направлений:

- обустройство скважин;
- строительство выкидных, нагнетательных линий;
- строительство ЛЭП;
- строительство автомобильных дорог;
- строительство нефтяного коллектора;
- пункт сбора и подготовки нефти;
- ГЗУ;
- ППД;
- прочие затраты.

Нормативы для расчета капитальных затрат приведены в таблице 3.5.1.

При расчете эксплуатационных затрат выделены три группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1);
- административные расходы (таблица 3.5.1)
- нормативы для расчета платежей в бюджет (таблица 3.5.2).

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда скважин;
- на 1-го работника ППП;
- на 1-го работника АУП.

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой нефти;
- на 1 тонну добываемой жидкости.

Для определения нормативов расхода углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке, использованы фактически сложившиеся уровни и показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии Кодексом Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года

№ 120-VI ЗРК, и всеми изменениями и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

Таблица 3.5.1- Технико-экономические нормативы расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат

№№ п/п	Показатели	Значение
1	**2**	**3**
Капитальные вложения:		
1	Бурение добывающей нефтяной, нагнетательной скважины, млн.тенге/скв.	338,87
2	Строительство ЛЭП млн. тенге/км	16,2
3	Обустройство добывающих скважин, млн.тенге/скв.	4,8
4	Выкидные, нагнетательные линии, млн.тенге/км	27,4
5	Перевод под нагнетание, млн.тенге/скв.	15,0
6	Выбытие скважин, млн.тенге/скв.	15,0
7	Ввод из бездействия, млн.тенге/скв	15,0
8	Строительство нефтяного коллектора, млн. тенге/км	32,0
9	Пункт сбора и подготовки нефти, млн.тенге	250,0
10	ГЗУ, млн.тенге	75,0
11	ППД, млн.тенге	89,0
12	Автомобильные дороги, млн. тенге/км	17,25
Эксплуатационные затраты		
1	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП, млн. тенге /чел.	4,73
2	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП, млн. тенге /чел	19,91
3	Затраты на текущий ремонт 1 скважины, млн. тенге /скв.	0,50

Продолжение таблицы 3.5.1.

1	**2**	**3**
4	Соцсфера и местная инфраструктура, % от инвестиций	1%
5	Страхование, млн. тенге/чел	0,1
6	Затраты на обучение казахстанских специалистов, % от затрат на добычу	1,0 %
7	Ликвидационный фонд, % от затрат на добычу	1%
8	Экологические расходы, тыс. тенге/т.нефти	2,30
9	Производственные расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП, млн.тенге/чел.	2,80
10	Производственно-технические материалы, тыс.тенге/т.ж-ти	0,25
11	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, млн.тенге/год	167,80
12	Затраты на паро-тепловую обработку скважин, млн.тенге/скв-опер	20,0
13	Общие и административные расходы, млн.тенге/чел	17,60
14	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями, млн.тенге /год	20,0
15	Прочие расходы, млн.тенге /год	146,4

Таблица 3.5.2- Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№№ п/п	Показатели	Значение
1	**2**	**3**

Цена		
1	Товарная нефть, %	93,6
2	Товарная нефть на внутренний рынок, %	50
3	Товарная нефть на экспорт, %	50
4	Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тыс.тенге/т.	85,0
5	Цена реализации нефти на экспорт, тыс.тенге/т	185,76
6	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке , тыс.тенге/т	4,41
7	Цена транспорта нефти на внешнем рынке, тыс.тенге/т	6,21
8	Количество баррелей в тонне, bbl/тонна	7,2
Налоги отчисления		
1	Налог на имущество, %	1,5
2	Корпоративный подоходный налог,%	20
3	НДПИ на добычу нефти, %	5%, 2,5%
4	Фонд ОСМС,%	2021-2%,с 2022-3%
5	Социальный налог, %	9,5%,до 2025г, 11% с 2025г
6	Налог на сверх прибыль,%	согласно НК
7	Рентный налог, %	согласно НК
8	Экспортная пошлина, $/т. нефти	По шкале ТК
9	Курс доллара США, тенге.	420
10	Индекс инфляции, %	4

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Каратюбе.

Вариант 1. В рассматриваемом варианте предусматривается разработку выделенных эксплуатационных объектов вести на режиме истощения пластовой энергии (до величины давления насыщения нефти газом). Предполагаемый режим работы залежей – упруго - водонапорный. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 20 лет (2021-2041 гг.);
- максимальные уровни добычи нефти достигаются в 2024 г., составляя 43,7 тыс.т.
- ввод скважин из консервации – 33 ед.;
- фонд добывающих скважин – 33 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 596,1 тыс.т.
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,076 д.ед.

Вариант 2. В рассматриваемом варианте предусматривается разработку выделенных основных эксплуатационных объектов с помощью ППД, возвратный объект вести на режиме истощения пластовой энергии (до величины давления насыщения нефти газом). Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 29 лет (2021-2050 гг.);
- максимальные уровни добычи нефти достигаются в 2026 г., составляя 158,8 тыс.т.

- ввод скважин из консервации – 33 ед.;
- ввод добывающих скважин из бурения – 16 ед.;
- фонд добывающих скважин – 43 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 2396,8 тыс.т .
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,267 д.ед.

Вариант 3. В рассматриваемом варианте предусматривается разработку выделенных эксплуатационных объектов вести с поддержанием пластового давления, путем нагнетания воды через нагнетательные скважины. Режим работы залежей – искусственный водонапорный, возвратный объект вести на режиме истощения пластовой энергии (до величины давления насыщения нефти газом).

- рентабельный период разработки – 25 лет (2021-2046 гг.);
- максимальные уровни добычи нефти достигаются в 2030 г., составляя 244,9 тыс.т.
- ввод скважин из консервации – 33 ед.
- ввод добывающих скважин из бурения – 38 ед.;
- ввод нагнетательных скважин из бурения – 6 ед.;
- фонд добывающих скважин – 70 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 6 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 3583,9 тыс.т.
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,392 д.ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.12 представлены основные проектные технологические показатели разработки как по месторождению Каратюбе в целом, так и объектам эксплуатации **по рекомендуемому варианту разработки 3**.

В табличных приложениях 4.1.1-4.1.40 представлены проектные технологические показатели разработки по вариантам разработки 1, 3 и 4 как в целом по месторождению Каратюбе, так и объектам эксплуатации.

Таблица 4.1.1-Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3. Месторождение Каратюбе

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Компенсация отборов	Годовая закачка	Накопленная закачка
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.				
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%		тыс.м^3	тыс.м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	16	17
2021	5,8	0,2	0,2	130,3	3,5	0,014	6,7	6,7	131,4	131,4	12,9	0,0	0,0	0,0
2022	49,8	1,3	1,4	180,1	4,9	0,019	59,9	59,9	191,3	191,3	16,8	0,0	0,0	0,0
2023	69,6	1,9	2,0	249,7	6,7	0,026	85,1	85,1	276,4	276,4	18,2	0,0	0,0	0,0
2024	128,3	3,5	3,7	378,0	10,2	0,040	165,1	165,1	441,5	441,5	22,3	22,3	42,3	42,3
2025	157,9	4,3	4,7	535,9	14,5	0,057	209,3	209,3	650,8	650,8	24,6	24,6	59,1	101,5
2026	188,0	5,1	5,9	723,8	19,5	0,077	255,8	255,8	906,6	906,6	26,5	26,5	78,0	179,5
2027	215,7	5,8	7,2	939,6	25,3	0,099	308,3	308,3	1214,9	1214,9	30,0	30,1	106,9	286,3
2028	234,0	6,3	8,5	1173,6	31,6	0,124	353,3	353,3	1568,2	1568,2	33,8	33,4	135,7	422,0
2029	240,3	6,5	9,5	1413,8	38,1	0,149	374,1	374,1	1942,3	1942,3	35,8	34,7	149,4	571,4
2030	245,4	6,6	10,7	1659,2	44,7	0,175	429,8	429,8	2372,1	2372,1	42,9	42,4	209,7	781,1
2031	236,4	6,4	11,5	1895,6	51,1	0,200	436,8	436,8	2808,9	2808,9	45,9	45,9	230,3	1011,4
2032	231,9	6,3	12,8	2127,5	57,4	0,225	488,2	488,2	3297,0	3297,0	52,5	54,5	306,0	1317,5
2033	222,9	6,0	14,1	2350,4	63,4	0,248	524,9	524,9	3821,9	3821,9	57,5	59,7	360,4	1677,8
2034	202,4	5,5	14,9	2552,8	68,8	0,270	561,6	561,6	4383,6	4383,6	64,0	64,3	415,2	2093,1
2035	187,1	5,0	16,2	2739,9	73,9	0,290	598,4	598,4	4981,9	4981,9	68,7	68,8	473,3	2566,3
2036	174,4	4,7	18,0	2914,3	78,6	0,308	635,1	635,1	5617,0	5617,0	72,5	72,3	528,2	3094,5
2037	163,8	4,4	20,6	3078,1	83,0	0,325	671,8	671,8	6288,9	6288,9	75,6	75,6	584,2	3678,7
2038	145,9	3,9	23,2	3224,0	86,9	0,341	708,6	708,6	6997,4	6997,4	79,4	79,3	646,3	4325,1
2039	122,3	3,3	25,3	3346,3	90,2	0,354	745,3	745,3	7742,7	7742,7	83,6	83,0	711,1	5036,1
2040	97,0	2,6	26,8	3443,3	92,9	0,364	782,0	782,0	8524,7	8524,7	87,6	88,3	793,7	5829,8
2041	71,4	1,9	27,0	3514,7	94,8	0,372	822,0	822,0	9346,8	9346,8	91,3	90,9	859,8	6689,5
2042	42,8	1,2	22,1	3557,5	95,9	0,376	163,7	163,7	9510,5	9510,5	73,9	72,1	135,7	6825,3
2043	42,3	1,1	28,1	3599,8	97,1	0,381	169,0	169,0	9679,5	9679,5	75,0	74,1	144,0	6969,3
2044	39,9	1,1	36,8	3639,7	98,2	0,385	173,6	173,6	9853,1	9853,1	77,0	76,1	151,9	7121,2
2045	34,9	0,9	51,1	3674,6	99,1	0,388	179,1	179,1	10032,2	10032,2	80,5	79,0	162,7	7283,9
2046	33,8	0,9	101,1	3708,4	100,0	0,392	183,9	183,9	10216,1	10216,1	81,6	80,0	169,2	7453,1

Таблица 4.1.2-Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3. Месторождение Каратюбе

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость, м^3/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	9	10	11	12	13	15
2021	0	0	0	0	0	33	26	0	3,7	4,3	0,0
2022	0	0	0	0	0	33	33	0	5,1	6,1	0,0
2023	3	3	0	0	0	36	36	0	5,6	6,9	0,0
2024	12	8	4	1	0	43	43	4	9,7	12,4	32,2
2025	10	8	2	0	0	51	51	6	10,1	13,4	30,0
2026	8	8	0	0	0	59	59	6	10,3	14,0	39,6
2027	8	8	0	0	0	67	67	6	10,4	14,8	54,2
2028	3	3	0	0	0	70	70	6	10,4	15,7	68,8
2029	0	0	0	0	0	70	70	6	10,4	16,3	75,8
2030	0	0	0	1	0	69	69	6	10,7	18,7	106,4
2031	0	0	0	0	0	69	69	6	10,4	19,3	116,9
2032	0	0	0	0	0	69	69	6	10,2	21,5	155,3
2033	0	0	0	0	0	69	69	6	9,8	23,2	182,8
2034	0	0	0	1	0	68	68	6	8,9	24,8	210,7
2035	0	0	0	0	0	68	68	6	8,4	26,8	240,1
2036	0	0	0	0	0	68	68	6	7,8	28,4	268,0
2037	0	0	0	0	0	68	68	6	7,3	30,1	296,4
2038	0	0	0	1	0	67	67	6	6,5	31,7	327,9
2039	0	0	0	0	0	67	67	6	5,6	33,9	360,8
2040	0	0	0	3	0	64	64	6	4,4	35,5	402,7
2041	0	0	0	5	0	64	64	6	3,3	37,5	436,2
2042	0	0	0	0	0	27	27	2	5,3	20,1	206,6
2043	0	0	0	0	0	27	27	2	4,8	19,1	219,2
2044	0	0	0	1	0	26	26	2	4,5	19,6	231,2
2045	0	0	0	0	0	26	26	2	4,1	21,0	247,6
2046	0	0	0	0	0	26	26	2	4,0	21,5	257,6

Таблица 4.1.3-Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект I

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Компенсация отборов	Годовая закачка	Накопленная закачка
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.				
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%		тыс.м^3	тыс.м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	16	17
2021	0,9	0,1	0,1	9,2	0,7	0,002	1,0	1,0	9,2	9,2	8,2	0,0	0,0	0,0
2022	7,8	0,6	0,6	16,9	1,3	0,004	8,7	8,7	17,9	17,9	10,7	0,0	0,0	0,0
2023	16,9	1,3	1,3	33,8	2,6	0,009	19,2	19,2	37,1	37,1	12,0	0,0	0,0	0,0
2024	44,2	3,5	3,6	78,0	6,1	0,020	52,1	52,1	89,2	89,2	15,3	15,3	9,1	9,1
2025	58,8	4,6	4,9	136,8	10,7	0,036	70,8	70,8	160,0	160,0	16,9	16,9	13,8	22,9
2026	72,9	5,7	6,4	209,6	16,4	0,055	90,0	90,0	250,0	250,0	19,0	19,0	19,7	42,6
2027	79,6	6,2	7,5	289,2	22,7	0,075	98,6	98,6	348,6	348,6	19,3	19,6	22,3	64,9
2028	78,2	6,1	7,9	367,5	28,8	0,096	103,6	103,6	452,2	452,2	24,5	24,7	29,4	94,3
2029	75,9	6,0	8,4	443,4	34,7	0,116	101,2	101,2	553,4	553,4	25,0	25,2	29,3	123,5
2030	72,8	5,7	8,7	516,2	40,5	0,135	108,0	108,0	661,4	661,4	32,5	33,0	41,0	164,5
2031	70,4	5,5	9,3	586,6	46,0	0,153	111,9	111,9	773,3	773,3	37,1	37,8	48,6	213,1
2032	67,6	5,3	9,8	654,2	51,3	0,170	115,7	115,7	889,0	889,0	41,6	42,2	56,1	269,2
2033	65,4	5,1	10,5	719,6	56,4	0,187	119,6	119,6	1008,6	1008,6	45,3	46,3	63,6	332,8
2034	62,8	4,9	11,3	782,4	61,3	0,204	123,4	123,4	1132,0	1132,0	49,1	50,1	71,1	404,0
2035	60,3	4,7	12,2	842,7	66,0	0,220	127,3	127,3	1259,3	1259,3	52,6	53,7	78,6	482,6
2036	56,2	4,4	13,0	898,9	70,4	0,234	131,2	131,2	1390,5	1390,5	57,2	57,1	86,1	568,7
2037	53,6	4,2	14,2	952,5	74,6	0,248	135,0	135,0	1525,5	1525,5	60,3	60,3	93,6	662,4
2038	50,9	4,0	15,7	1003,4	78,6	0,261	138,9	138,9	1664,4	1664,4	63,3	63,3	101,1	763,5
2039	48,3	3,8	17,7	1051,6	82,4	0,274	142,7	142,7	1807,1	1807,1	66,2	66,2	108,6	872,2
2040	42,3	3,3	18,8	1093,9	85,7	0,285	146,6	146,6	1953,7	1953,7	71,2	71,4	120,3	992,5
2041	35,2	2,8	19,3	1129,1	88,5	0,294	150,5	150,5	2104,2	2104,2	76,6	74,7	129,2	1121,7
2042	34,1	2,7	23,2	1163,2	91,2	0,303	154,3	154,3	2258,5	2258,5	77,9	76,5	135,7	1257,4
2043	32,4	2,5	28,7	1195,6	93,7	0,312	158,2	158,2	2416,7	2416,7	79,5	79,2	144,0	1401,4
2044	30,3	2,4	37,6	1225,8	96,1	0,319	162,0	162,0	2578,7	2578,7	81,3	81,5	151,9	1553,4
2045	25,5	2,0	50,9	1251,4	98,1	0,326	165,9	165,9	2744,6	2744,6	84,6	85,3	162,7	1716,0
2046	24,8	1,9	100,5	1276,1	100,0	0,332	169,8	169,8	2914,4	2914,4	85,4	86,7	169,2	1885,3

Таблица 4.1.4-Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект I

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость, м^3/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	0	0	0	0	0	6	6	0	2,5	2,7	0,0
2022	0	0	0	0	0	6	6	0	3,9	4,4	0,0
2023	3	3	0	0	0	9	9	0	4,8	5,5	0,0
2024	5	3	2	0	0	12	12	2	12,6	14,9	13,9
2025	3	3	0	0	0	15	15	2	13,1	15,8	21,0
2026	3	3	0	0	0	18	18	2	13,3	16,4	30,0
2027	0	0	0	0	0	18	18	2	13,5	16,7	33,9
2028	0	0	0	0	0	18	18	2	13,2	17,5	44,7
2029	0	0	0	0	0	18	18	2	12,8	17,1	44,6
2030	0	0	0	0	0	18	18	2	12,3	18,3	62,4
2031	0	0	0	0	0	18	18	2	11,9	18,9	74,0
2032	0	0	0	0	0	18	18	2	11,4	19,6	85,4
2033	0	0	0	0	0	18	18	2	11,1	20,2	96,8
2034	0	0	0	0	0	18	18	2	10,6	20,9	108,3
2035	0	0	0	0	0	18	18	2	10,2	21,5	119,7
2036	0	0	0	0	0	18	18	2	9,5	22,2	131,1
2037	0	0	0	0	0	18	18	2	9,1	22,8	142,5
2038	0	0	0	0	0	18	18	2	8,6	23,5	153,9
2039	0	0	0	0	0	18	18	2	8,2	24,1	165,4
2040	0	0	0	1	0	17	17	2	7,2	24,8	183,1
2041	0	0	0	0	0	17	17	2	6,3	26,9	196,7
2042	0	0	0	0	0	17	17	2	6,1	27,6	206,6
2043	0	0	0	0	0	17	17	2	5,8	28,3	219,2
2044	0	0	0	1	0	16	16	2	5,4	29,0	231,2
2045	0	0	0	0	0	16	16	2	4,9	31,6	247,6
2046	0	0	0	0	0	16	16	2	4,7	32,3	257,6

Таблица 4.1.5-Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект II

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Компенсация отборов	Годовая закачка	Накопленная закачка
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.				
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%		тыс.м^3	тыс.м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	16	17
2021	4,9	0,2	0,2	121,1	5,1	0,023	5,7	5,7	122,2	122,2	13,7	0,0	0,0	0,0
2022	42,1	1,8	1,9	163,2	6,9	0,031	51,2	51,2	173,4	173,4	17,8	0,0	0,0	0,0
2023	52,7	2,2	2,4	215,9	9,1	0,041	65,9	65,9	239,3	239,3	20,1	0,0	0,0	0,0
2024	84,1	3,5	3,9	300,0	12,6	0,057	113,0	113,0	352,3	352,3	25,6	25,6	33,2	33,2
2025	99,1	4,2	4,8	399,1	16,8	0,076	138,5	138,5	490,8	490,8	28,5	28,5	45,3	78,5
2026	115,1	4,8	5,8	514,2	21,6	0,097	165,8	165,8	656,6	656,6	30,6	30,6	58,3	136,9
2027	136,1	5,7	7,3	650,3	27,3	0,123	209,7	209,7	866,3	866,3	35,1	35,1	84,6	221,4
2028	155,8	6,5	9,0	806,1	33,8	0,153	249,7	249,7	1116,0	1116,0	37,6	37,0	106,3	327,7
2029	164,3	6,9	10,4	970,4	40,7	0,184	272,9	272,9	1388,9	1388,9	39,8	38,3	120,1	447,9
2030	172,5	7,2	12,2	1143,0	48,0	0,216	321,8	321,8	1710,7	1710,7	46,4	45,6	168,7	616,6
2031	166,0	7,0	13,4	1309,0	55,0	0,248	324,9	324,9	2035,6	2035,6	48,9	48,6	181,7	798,3
2032	164,4	6,9	15,3	1473,4	61,9	0,279	372,5	372,5	2408,0	2408,0	55,9	58,3	249,9	1048,2
2033	157,5	6,6	17,3	1630,8	68,5	0,309	405,3	405,3	2813,3	2813,3	61,1	63,7	296,8	1345,0
2034	139,6	5,9	18,6	1770,4	74,3	0,335	438,2	438,2	3251,5	3251,5	68,2	68,3	344,1	1689,1
2035	126,8	5,3	20,7	1897,2	79,6	0,359	471,1	471,1	3722,6	3722,6	73,1	72,8	394,6	2083,7
2036	118,3	5,0	24,4	2015,5	84,6	0,381	503,9	503,9	4226,5	4226,5	76,5	76,3	442,0	2525,8
2037	110,2	4,6	30,1	2125,7	89,2	0,402	536,8	536,8	4763,3	4763,3	79,5	79,5	490,6	3016,4
2038	94,9	4,0	37,0	2220,6	93,2	0,420	569,7	569,7	5333,0	5333,0	83,3	83,2	545,2	3561,6
2039	74,0	3,1	45,9	2294,6	96,3	0,434	602,5	602,5	5935,6	5935,6	87,7	86,9	602,4	4164,0
2040	54,7	2,3	62,6	2349,4	98,6	0,445	635,4	635,4	6571,0	6571,0	91,4	92,1	673,3	4837,3
2041	33,0	1,4	101,3	2382,4	100,0	0,451	668,3	668,3	7239,3	7239,3	95,1	95,1	730,5	5567,8

Таблица 4.1.6-Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект II

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость, $м^3$/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	0	0	0	0	0	27	20	0	4,1	4,6	0,0
2022	0	0	0	0	0	27	27	0	5,4	4,9	0,0
2023	0	0	0	0	0	27	27	0	5,9	5,0	0,0
2024	7	5	2	1	0	31	31	2	8,6	11,6	50,5
2025	7	5	2	0	0	36	36	4	8,9	12,5	34,5
2026	5	5	0	0	0	41	41	4	9,0	13,0	44,4
2027	8	8	0	0	0	49	49	4	9,1	14,0	64,4
2028	3	3	0	0	0	52	52	4	9,4	15,0	80,9
2029	0	0	0	0	0	52	52	4	9,6	16,0	91,4
2030	0	0	0	1	0	51	51	4	10,1	18,8	128,4
2031	0	0	0	0	0	51	51	4	9,9	19,4	138,3
2032	0	0	0	0	0	51	51	4	9,8	22,2	190,2
2033	0	0	0	0	0	51	51	4	9,4	24,2	225,9
2034	0	0	0	1	0	50	50	4	8,3	26,2	261,9
2035	0	0	0	0	0	50	50	4	7,7	28,7	300,3
2036	0	0	0	0	0	50	50	4	7,2	30,7	336,4
2037	0	0	0	0	0	50	50	4	6,7	32,7	373,4
2038	0	0	0	1	0	49	49	4	5,8	34,7	414,9
2039	0	0	0	0	0	49	49	4	4,6	37,4	458,5
2040	0	0	0	2	0	47	47	4	3,4	39,5	512,4
2041	0	0	0	5	0	42	42	4	2,1	43,3	556,0

Таблица 4.1.7-Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3. Эксплуатационный объект III(возвртаный)

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Компенсация отборов	Годовая закачка	Накопленная закачка
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.				
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%		тыс.м^3	тыс.м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	16	17
2041	3,2	5,7	5,7	3,2	6,4	0,010	3,3	3,0	3,3	3,3	3,0	0,0	0,0	0,0
2042	8,7	15,5	16,4	11,9	23,9	0,036	9,4	8,4	12,4	12,4	7,1	0,0	0,0	0,0
2043	9,9	17,3	21,9	21,8	43,7	0,065	10,8	9,8	19,2	19,2	8,3	0,0	0,0	0,0
2044	9,6	15,2	24,6	31,4	62,9	0,094	11,6	9,0	21,4	21,4	17,2	0,0	0,0	0,0
2045	9,4	13,3	28,7	40,8	81,7	0,122	13,2	8,4	22,2	22,2	28,8	0,0	0,0	0,0
2046	9,0	11,3	34,2	49,8	99,7	0,148	14,1	8,1	22,5	22,5	36,2	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.8-Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3. III(возвртаный)

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость, м^3/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2041	0	0	0	0	0	5	5	0	3,5	3,6	0,00
2042	0	0	0	0	0	10	10	0	3,4	3,7	0,00
2043	0	0	0	0	0	10	10	0	3,0	3,3	0,00
2044	0	0	0	0	0	10	10	0	2,9	3,5	0,00
2045	0	0	0	0	0	10	10	0	2,9	4,0	0,00
2046	0	0	0	0	0	10	10	0	2,7	4,3	0,00

4.2. Экономические показатели вариантов разработки

4.2.1. Общие положения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности вариантов разработки месторождения Каратобе и экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлечения, достигаемого при каждом варианте.

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

Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018 г.

В оценку экономической эффективности проекта включены обязательства недропользователя:

- на обучение, повышение квалификации и переподготовку работников направляется ежегодно не менее 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года;
- на реализацию проектов социальных программ в период добычи направляется не менее 1% от инвестиций по итогам предыдущего года;
- в ликвидационный фонд производятся отчисления в размере 1% от затрат на добычу;
- на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы направляется 1% от совокупного годового дохода по итогам предыдущего года.

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

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих, нагнетательных скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачки воды.

Вариант 1 – предусматривают разработку месторождения существующим фондом добывающих скважин.

Вариант 2 – разработка залежи предусматривается с поддержанием пластового давления путем закачки воды в пласт. Закачка воды запланирована с 2024 года, для этих

целей предусмотрено бурение и ввод 6 нагнетательных скважин. Планируется ввод из бурения 16 добывающих нефтяных скважин.

Вариант 3 – отличается от 2 варианта более плотной сеткой добывающих скважин, предусмотрено бурение 38 добывающих нефтяных скважин, бурение 6 нагнетательных скважин, проведение паротепловой обработки скважин.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в национальной валюте тенге. При расчете налоговых выплат принят среднегодовой курс 420,0 тенге за 1 доллар США.

Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 4% в год.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2021

4.2.2. Доходы по проекту

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 93,6% от уровня добычи нефти.

В расчете приняты условия, что до 2023 года 100% товарной нефти реализуется на внутренний рынок, с 2023 товарная нефть реализуется в соотношениях: на внутренний рынок 50%, на внешний рынок 50%.

Проектируемая цена продажи нефти на внешнем рынке установлена в размере 185,76 тыс.тенге/тонна, на внутреннем рынке в размере 85,0 тыс.тенге/тонна.

Расчет дохода от продажи сырой нефти по рекомендуемому третьему варианту представлен в таблице 4.2.1 по первому и второму вариантам в приложении.

4.2.3. Капитальные вложения

Потребность в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением скважин, реконструкцией объектов обустройства с учетом использования имеющихся на дату составления проекта мощностей объектов промыслового обустройства.

Капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин и затраты на надземное нефтегазопромысловое строительство. В целом, объемы капитальных вложений включают в себя:

- стоимость бурения добывающих нефтяных, нагнетательных скважин;
- выбытие скважин;

- обустройство скважин;
- стоимость строительства выкидных, нагнетательных линий;
- строительство ЛЭП;
- строительство нефтяного коллектора
- строительство автомобильных дорог;
- строительство пункта подготовки и сбора нефти;
- строительство объектов ППД;
- ГЗУ.

Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин. Проектная стоимость строительства одной добывающей нефтяной и нагнетательной скважины составляет в среднем 338,87 млн. тенге.

Исходные данные для расчета капитальных вложений приведены в таблице 3.5.1.

Потребность в капитальных вложениях (с учетом инфляции) за рентабельный период разработки залежи составила:

по 1 варианту – 0,66 млрд. тенге

по 2 варианту – 10,4 млрд.тенге

по 3 варианту – 20,52 млрд.тенге

Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому третьему варианту представлены в таблице 4.2.2., по первому и второму вариантам в приложении.

Таблица 4.2.1- Доход от реализации проекта по 3 варианту

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внешний рынок			Продажа нефти на внутренний рынок			Доход, всего	Доход, всегот с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	Цена	Количество	Доход от реализации		
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/ т.	тыс. т.	млн.тенге	тыс. тенге/ т.	тыс. т.	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2021	5,8	5,4	185,76	0,00	0,00	85,00	5,43	461,45	461,45	461,45
2022	49,8	46,6	185,76	0,00	0,00	85,00	46,61	3 962,09	3 962,09	4 120,57
2023	69,6	65,1	185,76	32,57	6 050,72	85,00	32,57	2 768,69	8 819,41	9 539,08
2024	128,3	120,1	185,76	60,04	11 153,85	85,00	60,04	5 103,77	16 257,62	18 287,61
2025	157,9	147,8	185,76	73,90	13 727,14	85,00	73,90	6 281,26	20 008,41	23 407,00
2026	188,0	176,0	185,76	87,98	16 343,91	85,00	87,98	7 478,64	23 822,55	28 983,77
2027	215,7	201,9	185,76	100,95	18 752,03	85,00	100,95	8 580,55	27 332,57	34 584,42
2028	234,0	219,0	185,76	109,51	20 342,95	85,00	109,51	9 308,52	29 651,47	39 019,31
2029	240,3	224,9	185,76	112,46	20 890,64	85,00	112,46	9 559,13	30 449,78	41 672,62
2030	245,4	229,7	185,76	114,85	21 334,02	85,00	114,85	9 762,01	31 096,03	44 259,34
2031	236,4	221,3	185,76	110,64	20 551,59	85,00	110,64	9 403,99	29 955,59	44 341,59
2032	231,9	217,1	185,76	108,53	20 160,38	85,00	108,53	9 224,98	29 385,37	45 237,42
2033	222,9	208,6	185,76	104,32	19 377,96	85,00	104,32	8 866,96	28 244,93	45 221,04
2034	202,4	189,4	185,76	94,72	17 595,78	85,00	94,72	8 051,47	25 647,25	42 704,56
2035	187,1	175,1	185,76	87,56	16 265,67	85,00	87,56	7 442,84	23 708,50	41 055,46
2036	174,4	163,2	185,76	81,62	15 161,58	85,00	81,62	6 937,63	22 099,21	39 799,44
2037	163,8	153,3	185,76	76,66	14 240,06	85,00	76,66	6 515,96	20 756,03	38 875,65
2038	145,9	136,6	185,76	68,28	12 683,92	85,00	68,28	5 803,90	18 487,82	36 012,43
2039	122,3	114,5	185,76	57,24	10 632,23	85,00	57,24	4 865,09	15 497,33	31 394,74
2040	97,0	90,8	185,76	45,40	8 432,76	85,00	45,40	3 858,66	12 291,42	25 896,17
2041	71,4	66,8	185,76	33,42	6 207,21	85,00	33,42	2 840,29	9 047,50	19 824,19
2042	42,8	40,1	185,76	20,03	3 720,85	85,00	20,03	1 702,58	5 423,43	12 358,74
2043	42,3	39,6	185,76	19,80	3 677,38	85,00	19,80	1 682,69	5 360,07	12 702,94
2044	39,9	37,3	185,76	18,67	3 468,73	85,00	18,67	1 587,22	5 055,96	12 461,49
2045	34,9	32,7	185,76	16,33	3 034,06	85,00	16,33	1 388,32	4 422,38	11 335,90
2046	33,8	31,6	185,76	15,82	2 938,43	85,00	15,82	1 344,56	4 282,99	11 417,75
2021-2046	**3 584,0**	**3 354,6**		**1 651,3**	**306 743,9**		**1 703,3**	**144 783,3**	**451 527,1**	**714 974,7**

Таблица 4.2.2- Капитальные вложения по 3 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы	Всего, млн. тенге	Годы									
				млн.тенге	2021-2046	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I	**Строительство скважин (подземное строительство)**														
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	38	338,87	12877,1	0,0	0,0	1016,6	2711,0	2711,0	2711,0	2711,0	1016,6	0,0	0,0
2	Бурение нагнетательных скважин	скв.	6	338,87	2033,2	0,0	0,0	0,0	1355,5	677,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Выбытие скважин	скв.	8	15,00	120,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
	Итого строительство скважин				**15030,3**	**0,0**	**0,0**	**1016,6**	**4081,4**	**3388,7**	**2711,0**	**2711,0**	**1016,6**	**0,0**	**15,0**
II	**Надземное строительство**														
	Обустройство промысла														
1	Обустройство добывающих нефтяных и нагнетательных скважин	скв.	44	4,80	211,2	0,0	0,0	14,4	57,6	48,0	38,4	38,4	14,4	0,0	0,0
2	Выкидные линии	км	13,7	27,40	374,8	0,0	0,0	29,6	78,9	78,9	78,9	78,9	29,6	0,0	0,0
3	Нагнетательные линии	км	2,2	27,40	59,2	0,0	0,0	0,0	39,5	19,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Автомобильные дороги	км	35,0	17,250	603,8	0,0	0,0	0,0	138,0	138,0	138,0	138,0	51,8	0,0	0,0
5	Нефтяной коллектор	км	3,8	32,00	121,6	0,0	0,0	0,0	60,8	60,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Пункт сбора и подготовки нефти	шт	1	250,00	250,0	0,0	0,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	ППД	шт	1	89,00	89,0	0,0	0,0	0,0	89,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	ЛЭП	км	20,1	16,2	326,3	0,0	0,0	25,8	68,7	68,7	68,7	68,7	25,8	0,0	0,0
9	ГЗУ	шт	1	75,0	75,0	0,0	0,0	75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Прочие непредвиденные расходы	%	5		101,8	0,0	0,0	16,0	26,6	20,7	16,2	16,2	6,1	0,0	0,0
	Итого надземное строительство				**2212,6**	**0,0**	**0,0**	**410,7**	**559,1**	**434,8**	**340,2**	**340,2**	**127,6**	**0,0**	**0,0**
	Всего капитальных вложений				**17242,9**	**0,0**	**0,0**	**1427,3**	**4640,5**	**3823,5**	**3051,2**	**3051,2**	**1144,2**	**0,0**	**15,0**
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции				**20522,7**	**0,0**	**0,0**	**1543,8**	**5220,0**	**4473,0**	**3712,2**	**3860,7**	**1505,7**	**0,0**	**21,3**
	Коэффициент инфляции					1	1,040	1,082	1,125	1,170	1,217	1,265	1,316	1,369	1,423

Продолжение таблицы 4.2.2

№	Наименование работ, объектов и затрат	Годы															
		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
I	**Строительство скважин (подземное строительство)**																
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Бурение нагнетательных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Выбытие скважин	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	45,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
	Итого строительство скважин	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**15,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**15,0**	**0,0**	**45,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**15,0**	**0,0**	**0,0**
II	**Надземное строительство**																
	Обустройство промысла																
1	Обустройство добывающих нефтяных и нагнетательных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Выкидные линии	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Нагнетательные линии	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Автомобильные дороги	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Нефтяной коллектор	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Пункт сбора и подготовки нефти	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	ППД	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	ЛЭП	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	ГЗУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Прочие непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого надземное строительство	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
	Всего капитальных вложений	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**15,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**15,0**	**0,0**	**45,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**15,0**	**0,0**	**0,0**
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**25,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**29,2**	**0,0**	**94,8**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**37,0**	**0,0**	**0,0**
	Коэффициент инфляции	1,48	1,53	1,60	1,66	1,73	1,801	1,87	1,95	2,03	2,11	2,19	2,28	2,37	2,47	2,56	2,67

4.2.4. Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты определялись в соответствии с нормативами затрат и технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего отчета.

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат приведены в таблицах 3.5.1., 3.5.2.

Расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (операционные затраты) разделяются на производственные расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Производственные расходы включают в себя расходы на:

- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- материальные производственные затраты;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- текущий ремонт скважин;
- проведение паро - тепловой обработки скважин;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- экологические расходы;
- аренда производственных фондов;
- страхование работающего персонала;
- производственные расходы условно- постоянные, зависимые от численности ППП;
- налоги и отчисления, входящие в себестоимость;

Расходы периода включают:

- общие и административные расходы;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- расходы по финансированию социальных программ.
- создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;
- расходы на НИОКР;
- и другие расходы.

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт;
- экспортная пошлина;
- прочие затраты.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому третьему варианту представлен в таблице 4.2.3, по первому и второму вариантам в приложении.

Таблица 4.2.3- Эксплуатационные затраты по 3 варианту

Годы	Производственные расходы										Налоги и отчисления			
	Материальные затраты	Экологические расходы	Ремонт скважин	ФОТ пром. персонала	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организац.	Аренда ОС	Услуги условно-постоян. хар-ра на промысле, завис. от кол-ва скв	Паротепловая обработка скважин	Производственные расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	Прочие расходы	Налог на добычу нефти	Налог на имущество	Фонд ОСМС	Социальный налог и отчисления
	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2021	1,7	13,3	16,5	179,7	167,8	185,9	27,1	100,0	106,4	44,9	34,7	23,2	3,6	15,4
2022	14,8	114,5	16,5	179,7	167,8	185,9	27,1	100,0	106,4	44,9	35,8	20,3	5,4	15,4
2023	21,0	160,1	18,0	179,7	167,8	185,9	29,5	120,0	106,4	44,9	341,7	17,9	5,4	15,4
2024	40,8	295,1	23,5	179,7	167,8	185,9	38,5	140,0	106,4	44,9	617,9	15,6	5,4	15,4
2025	51,7	363,2	28,5	179,7	167,8	185,9	46,7	180,0	106,4	44,9	759,2	18,7	5,4	15,4
2026	63,2	432,4	32,5	179,7	167,8	185,9	53,3	200,0	106,4	44,9	902,1	25,6	5,4	15,4
2027	76,2	496,1	36,5	179,7	167,8	185,9	59,9	220,0	106,4	44,9	1 033,7	29,5	5,4	17,8
2028	87,3	538,2	38,0	179,7	167,8	185,9	62,3	60,0	106,4	44,9	1 117,9	31,4	5,4	17,8
2029	92,4	552,7	38,0	179,7	167,8	185,9	62,3	60,0	106,4	44,9	1 147,8	30,3	5,4	17,8
2030	106,2	564,4	37,5	179,7	167,8	185,9	61,5	60,0	106,4	44,9	1 172,0	26,5	5,4	17,8
2031	107,9	543,7	37,5	179,7	167,8	185,9	61,5	0,0	106,4	44,9	1 127,0	21,2	5,4	17,8
2032	120,6	533,4	37,5	179,7	167,8	185,9	61,5	0,0	106,4	44,9	1 104,0	15,1	5,4	17,8
2033	129,7	512,7	37,5	179,7	167,8	185,9	61,5	0,0	106,4	44,9	1 060,3	10,6	5,4	17,8
2034	138,7	465,5	37,0	179,7	167,8	185,9	60,7	0,0	106,4	44,9	962,8	7,4	5,4	17,8
2035	147,8	430,3	37,0	179,7	167,8	185,9	60,7	0,0	106,4	44,9	890,6	5,3	5,4	17,8
2036	156,9	401,1	37,0	179,7	167,8	185,9	60,7	0,0	106,4	44,9	830,6	4,2	5,4	17,8
2037	165,9	376,7	37,0	179,7	167,8	185,9	60,7	0,0	106,4	44,9	781,0	3,5	5,4	17,8
2038	175,0	335,6	36,5	179,7	167,8	185,9	59,9	0,0	106,4	44,9	697,3	3,2	5,4	17,8
2039	184,1	281,3	36,5	179,7	167,8	185,9	59,9	0,0	106,4	44,9	587,0	2,9	5,4	17,8
2040	193,2	223,1	35,0	179,7	167,8	185,9	57,4	0,0	106,4	44,9	468,7	2,6	5,4	17,8
2041	203,0	164,2	37,5	179,7	167,8	185,9	61,5	0,0	106,4	44,9	349,1	2,4	5,4	17,8
2042	40,4	98,4	14,5	179,7	167,8	185,9	23,8	0,0	106,4	44,9	212,0	2,1	5,4	17,8
2043	41,7	97,3	14,5	179,7	167,8	185,9	23,8	0,0	106,4	44,9	209,6	2,0	5,4	17,8
2044	42,9	91,8	14,0	179,7	167,8	185,9	23,0	0,0	106,4	44,9	198,3	1,8	5,4	17,8
2045	44,2	80,3	14,0	179,7	167,8	185,9	23,0	0,0	106,4	44,9	175,0	1,6	5,4	17,8
2046	45,4	77,7	14,0	179,7	167,8	185,9	23,0	0,0	106,4	44,9	169,8	1,5	5,4	17,8
2021-2046	**2 492,6**	**8 243,2**	**762,5**	**4 673,2**	**4 362,8**	**4 833,4**	**1 250,5**	**1 240,0**	**2 766,4**	**1 167,4**	**16 985,9**	**326,4**	**138,4**	**448,1**

Продолжение таблицы 4.2.3

Годы					Расходы периода									
	Производ. затраты, ВСЕГО	Амортизация	Производ. затраты, ВСЕГО с учетом инфляции	Себестоим 1 т. нефти	ФОТ АУП	Страхование	Аренда	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Обще-административные расходы	Налоги и отчисления				
										Социальный налог	Налог на имущество	Фонд ОСМС	Рентный налог	Прочие налоги
	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	тыс. тенге/т	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2021	920,1	312,2	1 232,3	212,5	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	9,9	4,2	0,0	0,3
2022	1 034,5	237,1	1 313,1	26,4	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	8,7	5,6	0,0	0,3
2023	1 413,8	200,7	1 729,8	24,9	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	7,7	5,6	665,6	0,3
2024	1 876,9	249,6	2 360,9	18,4	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	6,7	8,4	1 226,9	0,3
2025	2 153,5	370,1	2 889,4	18,3	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	8,0	8,4	1 510,0	0,3
2026	2 414,6	468,8	3 406,5	18,1	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	11,0	8,4	1 797,8	0,3
2027	2 659,7	557,3	3 922,6	18,2	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	12,6	8,4	2 062,7	0,4
2028	2 643,0	608,5	4 086,4	17,5	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	13,5	8,4	2 237,7	0,4
2029	2 691,5	634,2	4 317,7	18,0	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	13,0	8,4	2 298,0	0,4
2030	2 736,1	645,9	4 540,2	18,5	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	11,4	8,4	2 346,7	0,4
2031	2 606,7	507,1	4 365,6	18,5	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	9,1	8,4	2 260,7	0,3
2032	2 580,0	363,7	4 335,5	18,7	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	6,5	8,4	2 217,6	0,3
2033	2 520,1	248,3	4 283,0	19,2	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	4,5	8,4	2 131,6	0,3
2034	2 380,0	138,3	4 101,3	20,3	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	3,2	8,4	1 935,5	0,3
2035	2 279,6	83,6	4 031,2	21,5	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	2,3	8,4	1 789,2	0,3
2036	2 198,4	40,3	3 999,4	22,9	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	1,8	8,4	1 667,8	0,3
2037	2 132,8	30,0	4 024,7	24,6	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	1,5	8,4	1 566,4	0,3
2038	2 015,4	26,9	3 952,6	27,1	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	1,4	8,4	1 395,2	0,3
2039	1 859,6	24,1	3 791,2	31,0	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	1,2	8,4	1 169,5	0,3
2040	1 687,9	21,6	3 577,7	36,9	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	1,1	8,4	927,6	0,2
2041	1 525,7	19,3	3 362,2	47,1	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	1,0	8,4	682,8	0,2
2042	1 099,2	17,3	2 522,1	58,9	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	0,9	8,4	409,3	0,2
2043	1 096,8	15,5	2 614,8	61,8	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	0,8	8,4	404,5	0,2
2044	1 079,7	13,9	2 675,0	67,0	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	0,8	8,4	381,6	0,2
2045	1 046,0	12,4	2 693,6	77,2	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	0,7	8,4	333,7	0,2
2046	1 039,3	11,1	2 781,9	82,3	278,7	2,8	10,0	20,0	246,4	23,8	0,6	8,4	323,2	0,2
2021-2046	**49 690,8**	**5 857,7**	**86 910,8**		**7 247,2**	**72,8**	**260,0**	**520,0**	**6 406,4**	**619,6**	**139,9**	**207,7**	**33 741,8**	**7,6**

Продолжение таблицы 4.2.3

Годы			Обязательства по контракту					Эксплуатационные затраты Всего	Затраты на реализацию					Общие затраты, Всего
	Расходы периода	Расходы периода с учетом инфляции	Ликвидационный фонд	НИОКР	Страхование	Отчисления на развитие соц.сферы	Затраты на обучение специалистов		Затраты на транспорт	Экспортная пошлина	Прочие затраты	Затраты на реализацию, Всего	Затраты на реализацию с учетом инфляции, Всего	
	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
2021	596,2	596,2	11,6	0,0	3,8	0,0	0,0	1843,9	21,2	0,0	0,4	21,6	21,6	1865,5
2022	596,4	620,2	12,4	11,6	3,8	11,6	11,6	1984,2	205,6	0,0	4,1	209,8	218,1	2202,3
2023	1260,9	1363,8	24,3	12,4	3,8	12,8	12,4	3159,4	346,0	840,4	23,7	1210,1	1308,8	4468,2
2024	1824,1	2051,8	62,5	24,3	3,8	28,8	24,3	4556,5	637,7	1549,1	43,7	2230,6	2509,1	7065,6
2025	2108,5	2466,6	59,8	62,5	3,8	68,8	62,5	5613,4	784,9	1906,5	53,8	2745,2	3211,5	8824,9
2026	2399,3	2919,1	56,5	59,8	3,8	66,1	59,8	6571,7	934,5	2270,0	64,1	3268,6	3976,7	10548,4
2027	2665,8	3373,1	61,3	56,5	3,8	61,8	56,5	7535,6	1072,2	2604,4	73,5	3750,1	4745,1	12280,8
2028	2841,7	3739,5	40,7	61,3	3,8	66,4	61,3	8059,4	1163,1	2825,4	79,8	4068,3	5353,6	13413,0
2029	2901,5	3970,9	29,1	40,7	3,8	43,9	40,7	8446,8	1194,4	2901,5	81,9	4177,8	5717,7	14164,5
2030	2948,6	4196,8	31,0	29,1	3,8	30,3	29,1	8860,2	1219,8	2963,1	83,7	4266,5	6072,6	14932,8
2031	2860,2	4233,8	28,8	31,0	3,8	31,8	31,0	8725,8	1175,1	2854,4	80,6	4110,0	6083,9	14809,6
2032	2814,6	4332,9	27,7	28,8	3,8	29,7	28,8	8787,1	1152,7	2800,1	79,1	4031,8	6206,8	14993,9
2033	2726,5	4365,3	26,8	27,7	3,8	28,6	27,7	8763,0	1108,0	2691,4	76,0	3875,3	6204,5	14967,5
2034	2529,1	4211,1	25,6	26,8	3,8	27,6	26,8	8423,1	1006,1	2443,9	69,0	3518,9	5859,2	14282,3
2035	2381,9	4124,7	25,0	25,6	3,8	26,5	25,6	8262,4	930,0	2259,1	63,8	3252,9	5633,0	13895,4
2036	2260,0	4070,1	24,9	25,0	3,8	25,8	25,0	8174,0	866,9	2105,8	59,5	3032,1	5460,7	13634,6
2037	2158,3	4042,5	25,4	24,9	3,8	25,6	24,9	8171,7	814,2	1977,8	55,8	2847,8	5333,9	13505,6
2038	1987,0	3870,4	26,0	25,4	3,8	26,1	25,4	7929,7	725,2	1761,7	49,7	2536,6	4941,1	12870,8
2039	1761,2	3567,8	25,7	26,0	3,8	26,7	26,0	7467,2	607,9	1476,7	41,7	2126,3	4307,5	11774,7
2040	1519,1	3200,5	26,5	25,7	3,8	26,5	25,7	6886,6	482,2	1171,2	33,1	1686,4	3553,1	10439,7
2041	1274,2	2791,9	25,6	26,5	3,8	27,3	26,5	6264,0	354,9	862,1	24,3	1241,4	2720,0	8984,0
2042	1000,6	2280,1	20,0	25,6	3,8	26,4	25,6	4903,7	212,7	516,8	14,6	744,1	1695,7	6599,4
2043	995,7	2359,8	20,8	20,0	3,8	20,8	20,0	5060,1	210,3	510,7	14,4	735,4	1742,9	6803,0
2044	972,7	2397,4	21,8	20,8	3,8	21,4	20,8	5161,1	198,3	481,8	13,6	693,7	1709,8	6870,9
2045	924,8	2370,6	22,0	21,8	3,8	22,4	21,8	5156,1	173,5	421,4	11,9	606,8	1555,3	6711,4
2046	914,2	2437,2	22,8	22,0	3,8	22,7	22,0	5312,4	168,0	408,1	11,5	587,6	1566,6	6879,0
2021-2046	**49 223,0**	**79 954,2**	**784,7**	**761,9**	**98,8**	**806,7**	**761,9**	**170 079,0**	**17 765,2**	**42 603,3**	**1 207,4**	**61 575,9**	**97 708,6**	**267 787,7**

4.2.5. Налоговая система

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Кодексом Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК. и всеми изменениями и дополнениями, вступившими в силу на дату возникновения обязательство по удержанию, начислению и оплате налогов и прочих обязательных платежей в бюджет.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог по ставке 20% от налогооблагаемого дохода;
- социальный налог –9,5% до 2025 г, 11% с 2025 г.
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества;
- рентный налог – по шкале согласно НК в зависимости от мировой цены на нефть;
- налог на добычу – по шкале согласно НК в зависимости от объема годовой добычи;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно НК;
- обязательное социальное медицинское страхование- с 2021-2%, с 2022-3%.
- экспортная пошлина –по шкале согласно ТК;
- прочие налоги и платежи в бюджет– 1%;

Результаты расчетов налоговых выплат по рекомендуемому третьему варианту приведены в таблице 4.2.4, по первому и второму вариантам в приложении.

Таблица 4.2.4 - Доход Государства от реализации проекта

Годы	Налог на добычу нефти	Корпоративный подоходный налог	Рентный налог	Экспортная пошлина	Налог на имущество	Социальный налог	Фонд ОСМС	Налог на сверх прибыль	Прочие налоги	Доход Государства всего	Доход Государства всего с учетом инфляции
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	34,7	0,0	0,0	0,0	33,1	39,2	7,8	0,0	0,3	115,1	115,1
2022	35,8	384,4	0,0	0,0	29,0	39,2	11,0	525,5	0,3	1025,2	1029,8
2023	341,7	1014,9	665,6	840,4	25,6	39,2	11,0	263,3	0,3	3202,0	3358,9
2024	617,9	2245,2	1226,9	1549,1	22,3	39,2	13,8	140,3	0,3	5855,0	6288,2
2025	759,2	2917,2	1510,0	1906,5	26,8	39,2	13,8	1152,3	0,3	8325,2	9048,1
2026	902,1	3687,8	1797,8	2270,0	36,5	39,2	13,8	3113,1	0,3	11860,7	12956,9
2027	1033,7	4461,5	2062,7	2604,4	42,1	41,6	13,8	4440,9	0,4	14701,1	16239,6
2028	1117,9	5122,0	2237,7	2825,4	44,9	41,6	13,8	7820,3	0,4	19223,9	21208,5
2029	1147,8	5502,4	2298,0	2901,5	43,3	41,6	13,8	9866,5	0,4	21815,2	24191,1
2030	1172,0	5866,1	2346,7	2963,1	37,9	41,6	13,8	10519,6	0,4	22961,1	25744,6
2031	1127,0	5907,2	2260,7	2854,4	30,3	41,6	13,8	10549,2	0,3	22784,4	25823,4
2032	1104,0	6049,5	2217,6	2800,1	21,6	41,6	13,8	10714,7	0,3	22963,1	26307,2
2033	1060,3	6051,5	2131,6	2691,4	15,1	41,6	13,8	10625,8	0,3	22631,2	26209,8
2034	962,8	5685,2	1935,5	2443,9	10,5	41,6	13,8	9817,1	0,3	20910,7	24507,6
2035	890,6	5432,8	1789,2	2259,1	7,6	41,6	13,8	9291,6	0,3	19726,5	23386,5
2036	830,6	5233,7	1667,8	2105,8	6,0	41,6	13,8	8847,7	0,3	18747,2	22484,2
2037	781,0	5074,8	1566,4	1977,8	5,0	41,6	13,8	8492,7	0,3	17953,3	21782,1
2038	697,3	4629,1	1395,2	1761,7	4,5	41,6	13,8	7545,8	0,3	16089,3	19799,7
2039	587,0	3924,8	1169,5	1476,7	4,1	41,6	13,8	6182,4	0,3	13400,2	16778,2
2040	468,7	3092,1	927,6	1171,2	3,7	41,6	13,8	4468,1	0,2	10187,1	13094,6
2041	349,1	2168,8	682,8	862,1	3,4	41,6	13,8	2735,6	0,2	6857,4	9183,8
2042	212,0	1152,6	409,3	516,8	3,1	41,6	13,8	953,1	0,2	3302,5	4832,8
2043	209,6	1180,7	404,5	510,7	2,8	41,6	13,8	967,6	0,2	3331,7	4952,7
2044	198,3	1118,9	381,6	481,8	2,6	41,6	13,8	804,0	0,2	3042,7	4683,0
2045	175,0	925,7	333,7	421,4	2,3	41,6	13,8	508,4	0,2	2422,2	3966,8
2046	169,8	908,5	323,2	408,1	2,1	41,6	13,8	456,7	0,2	2324,2	3921,5
2021-2046	**16 985,9**	**89 737,2**	**33 741,8**	**42 603,3**	**466,3**	**1 067,7**	**346,1**	**130 802,4**	**7,6**	**315 758,3**	**371 894,9**

4.2.6. Показатели экономической оценки вариантов разработки

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

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

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

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2021 году.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведенная стоимость).

Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение ЧПС за рентабельный срок разработки.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности по рекомендуемому третьему варианту приведен в таблице 4.2.5, по первому и второму вариантам в приложении.

Таблица 4.2.5-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности

Годы	Всего вычитаемые затраты	Налогооблагаемая прибыль	КПН	Чистая прибыль	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль за вычетом налога на сверхприбыль	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (дисконт 10%)	Дисконтированный поток наличности (дисконт 15%)	Дисконтированный поток наличности (дисконт 20%)
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	1861,7	-1400,2	0,0	-1400,2	0,0	-1400,2	-1088,1	-1088,1	-1088,1	-1088,1	-1088,1
2022	2198,5	1922,0	384,4	1537,6	525,5	1012,2	1249,3	161,2	1135,7	1086,3	1041,1
2023	4464,4	5074,7	1014,9	4059,8	263,3	3796,5	2453,3	2614,6	2027,6	1855,1	1703,7
2024	7061,8	11225,8	2245,2	8980,6	140,3	8840,4	3870,0	6484,6	2907,6	2544,6	2239,6
2025	8821,1	14585,9	2917,2	11668,7	1152,3	10516,4	6413,5	12898,0	4380,5	3666,9	3092,9
2026	10544,6	18439,2	3687,8	14751,4	3113,1	11638,3	8394,9	21292,9	5212,6	4173,7	3373,7
2027	12277,0	22307,5	4461,5	17846,0	4440,9	13405,1	10101,6	31394,5	5702,1	4367,2	3383,0
2028	13409,2	25610,1	5122,0	20488,1	7820,3	12667,8	11770,6	43165,2	6040,2	4425,0	3285,0
2029	14160,7	27511,9	5502,4	22009,6	9866,5	12143,0	12777,3	55942,5	5960,7	4176,9	2971,6
2030	14929,0	29330,3	5866,1	23464,3	10519,6	12944,7	13569,3	69511,7	5754,7	3857,2	2629,8
2031	14805,8	29535,8	5907,2	23628,6	10549,2	13079,4	13586,4	83098,1	5238,2	3358,4	2194,3
2032	14990,1	30247,4	6049,5	24197,9	10714,7	13483,2	13846,9	96945,0	4853,2	2976,3	1863,6
2033	14963,7	30257,4	6051,5	24205,9	10625,8	13580,1	13828,4	110773,4	4406,2	2584,6	1550,9
2034	14278,5	28426,0	5685,2	22740,8	9817,1	12923,7	13037,1	123810,5	3776,4	2118,9	1218,5
2035	13891,6	27163,9	5432,8	21731,1	9291,6	12439,5	12523,1	136333,6	3297,7	1769,9	975,4
2036	13630,8	26168,6	5233,7	20934,9	8847,7	12087,2	12127,5	148461,1	2903,2	1490,4	787,1
2037	13501,8	25373,8	5074,8	20299,1	8492,7	11806,4	11836,4	160297,4	2575,9	1264,9	640,2
2038	12867,0	23145,5	4629,1	18516,4	7545,8	10970,5	10968,2	171265,6	2170,0	1019,2	494,4
2039	11770,9	19623,8	3924,8	15699,0	6182,4	9516,6	9540,7	180806,3	1716,0	770,9	358,4
2040	10435,9	15460,3	3092,1	12368,2	4468,1	7900,1	7826,9	188633,3	1279,8	550,0	245,0
2041	8980,2	10844,0	2168,8	8675,2	2735,6	5939,6	5958,9	194592,2	885,8	364,1	155,4
2042	6595,6	5763,1	1152,6	4610,5	953,1	3657,4	3674,6	198266,8	496,6	195,2	79,9
2043	6799,2	5903,7	1180,7	4723,0	967,6	3755,3	3770,8	202037,6	463,2	174,2	68,3
2044	6867,1	5594,4	1118,9	4475,5	804,0	3671,6	3648,6	205686,2	407,5	146,6	55,1
2045	6707,6	4628,3	925,7	3702,6	508,4	3194,2	3206,6	208892,8	325,6	112,0	40,3
2046	6875,2	4542,6	908,5	3634,1	456,7	3177,3	3188,5	212081,3	294,3	96,9	33,4
2021-2046	**267 688,9**	**447 285,8**	**89 737,2**	**357 548,6**	**130 802,4**	**226 746,2**	**212 081,3**	**212 081,3**	**73 122,9**	**48 057,4**	**33 392,6**

4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

В данной главе представлены рентабельные коэффициенты извлечения нефти (КИН) по рассмотренным выше вариантам разработки месторождения Каратюбе, включая составляющие коэффициенты (сетки, вытеснения и заводнения для варианта разработки 3) по горизонтам, блокам, категориям и зонам насыщения.

Так, для варианта **разработки 1**, коэффициент извлечения нефти по I и II объектам эксплуатации составляют соответственно 0,020 д.ед. (78,6 тыс.т) и 0,121 д.ед. (642,0 тыс.т), в целом по месторождению Каратюбе – 0,079 д.ед. (720,6 тыс.т).

Для варианта **разработки 2**, коэффициент извлечения нефти по I и II объектам эксплуатации составляют соответственно 0,235 д.ед. (903,4 тыс.т) и 0,301 д.ед. (1591,0 тыс.т), возвратный объект КИН 0,080 д.ед (26,8 тыс.т.), в целом по месторождению Каратюбе – 0,276 д.ед. (2521,2 тыс.т).

Для варианта **разработки 3**, коэффициент извлечения нефти по I и II объектам эксплуатации составляют соответственно 0,332 д.ед. (1276 тыс.т) и 0,451 д.ед. (2382,0 тыс.т), возвратный объект КИН 0,149 д.ед (50,0 тыс.т.), в целом по месторождению Каратюбе – 0,392 д.ед. (3708 тыс.т).

Вариант разработки 3 характеризуется максимальной величиной коэффициента извлечения нефти по сравнению с остальными вариантами.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Представленный проект экономически эффективен по всем вариантам при принятых основных условиях и допущениях.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки было определено, что **самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется вариант 3, так как при этом варианте**

-достигаются наибольшие дисконтированные потоки денежной наличности (ЧПС) при дисконте 10%, 15%, 20%;

-достигается максимальная накопленная прибыль;

-достигается утвержденный КИН.

Сравнение основных технико-экономических показателей по трем вариантам представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. -Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2021-2055	2021-2041	2021-2055	2021-2050	2021-2046	2021-2046
2	Ввод добывающих вертикальных скважин, шт	0	0	16	16	38	38
3	Ввод нагнетательных скважин, шт	0	0	6	6	6	6
4	Фонд добывающих скважин, шт	33	33	43	43	70	70
5	Фонд нагнетательных скважин, шт	0	0	6	6	6	6
6	Суммарная добыча нефти, тыс.т	734,6	596,1	2434,1	2396,8	3584,0	3584,0
7	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	1303,5	879,9	9838,5	8783,0	101091,4	101091,4
8	Паро-тепловая обработка скважин, скв/опер	0	0	0	0	30,0	30,0
9	Суммарная закачка воды, тыс.м3	0,0	0,0	8385,7	7248,1	7453,1	7453,1
10	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	859,1	720,6	2558,6	2521,2	3708,4	3708,4
11	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,094	0,079	0,280	0,276	0,392	0,392
12	Реализация нефти, тыс.т	687,6	558,00	2278,3	2243,4	3354,6	3354,6
13	Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге	156,9	107,1	503,2	487,1	715,0	715,0
14	Эксплуатационные затраты,млрд.тенге	129,7	65,0	182,3	154,7	170,1	170,1
15	Общие затраты, млрд.тенге	150,9	79,4	250,9	221	267,8	267,8
16	Общие затраты на 1 т. нефти, млн.тенге/т	205,4	133,2	103,1	92,2	74,7	74,7
17	Капитальные вложения , млрд.тенге	1,12	0,66	10,40	10,40	20,52	20,52
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	46,30	32,90	231,70	226,90	371,89	371,89
19	Удельные капитальные вложения, млн.тенге/т	1,5	1,1	4,3	4,3	5,7	5,7
20	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге		27,74		266,07		447,29
21	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге		5,6		53,27		89,74
22	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге		2,96		68,98		130,80
23	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге		19,18		143,82		226,75
24	Накопленный поток денежной наличности		24,31		139,32		212,08
25	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10%, млрд.тенге		11,36		49,29		73,12
26	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15%, млрд.тенге		8,43		33,81		48,06
27	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 20%, млрд.тенге		6,51		24,69		33,39

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

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

Результаты анализа техники и технологии добычи нефти, примененные во время пробной эксплуатации на месторождении, и текущее состояние условий эксплуатации служат основанием для выбора экономичного и рационального способа добычи, для обеспечения проектных показателей на месторождении Каратюбе.

Устьевое оборудование нефтяных скважин выбирается исходя из условий предлагаемых вариантов проекта и эксплуатации месторождения: глубина скважин в пределах от 424 м до 1042 м, среднее пластовое давление 6,77 МПа, забойное давление 5,68 МПа, среднесуточный дебит по нефти – 6,96 тонн/сутки.

Рекомендуется оборудовать устья скважин фонтанной арматурой крестового типа

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа АФК-65х207 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, которое рассчитано на рабочее давление 207 атм, размерами проходного сечение ствола «ёлки» 65 мм. По числу спускаемых лифтовых труб - «однорядный». Насосно-компрессорными трубами наружным диаметром 73 мм.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации, добыча нефти на месторождении Каратюбе добыча нефти осуществляется фонтанным и механизированным способом - установками электровинтовых насосов (ЭВН).

6.1.1 Обоснование условий фонтанирования

В целях определения предельных условий фонтанирования по методике И. Т. Мищенко, выполнены расчёты распределения обобщённых гидродинамических градиентов давлений в подъёмных трубах и забойных давлений проектных скважин месторождения Каратюбе. Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний

объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости (Гэф) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме Rопт(Гэф≥Rопт). Учитывая, что Рзаб>Рнас выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике при давлении насыщения, на глубине Ннас, условие фонтанирования следующее:

$$\left[\Gamma - \alpha\left(\frac{Pнас + Py}{3} - P_o\right)\right](1-n) \geq \frac{2{,}77\times10^{-4}\,\rho g H^2}{d^{0.5}\left(P_{нас}-P_y\right)\lg\frac{Pнас}{Py}}\left(1-\frac{P_{нас}-P_y}{\rho g H}\right) \qquad (1)$$

где, Γ – газовый фактор, м^3/т;

α – коэффициент растворимости, Па$^{-1}$, (при содержании азота в попутном газе менее 5%, для определения $\Gamma_{эф}$ коэффициент растворимости рассчитан по формуле:

$\alpha=\Gamma/(P_{нас}-P_o)*10^{-6}$);

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

P_y– давление на устье, МПа;

P_o – атмосферное давление, МПа;

n – обводненность продукции, %;

ρ – плотность дегазированной нефти, кг/м^3;

d – внутренний диаметр НКТ, м;

Н – глубина спуска колонны НКТ, м.

Решая уравнение относительно H, определяем глубину ($H_{нас}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения. Поскольку фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма $Р_{нас}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $Н_{нас}$ до башмака $Н_б$:

$$\mathbf{Р_{заб.мин} = Р_{нас}+(Н_б - Н_{нас})* \rho_н * g,}$$

где: $\rho_н$ – плотность насыщенной газом нефти, кг/м^3.

Для установления режима работы фонтанных скважин в дальнейшем необходимо проведение более точных расчетов в процессе эксплуатации скважин.

Исходя из предыдущих опытов эксплуатации месторождении фонтанирование скважин будет непродолжительным и фонтанный способ добычи на месторождении не предусматривается. Пробуренные скважины будут эксплуатироваться механизированным способом, с использованием УЭЦН и ШГНУ.

Возможность регулирования режимов откачки путём изменения числа оборотов насоса ЭВН, позволяет использовать ЭВН как основной механизированный способ эксплуатации.

Согласно предыдущего опыта эксплуатации месторождения, устья

механизированных скважин будут оборудованы винтовыми насосами типа «Weatherford» модель 7-1000:

Техническая характеристика винтовых насосов типа «Weatherford» модель 7-1000:

- Производительность насоса от 7 до 60 м3/сут;
- Напор насоса – 1000м;

В комплектацию винтового насоса входит:

1. Устьевое оборудование насосной установки приводная головка модели LT30E CENTRILIFT LIFTEQ в сборе; т.е. устьевая рама с автоматическим замедлителем обратного вращения, с ведомым шкивом 3B 25"OSF, со съемной сальниковой коробкой, со стандартным соединением 2 1/2" EUE с устьевым оборудованием;
2. Электродвигатель 7,5 кВт, 975 об/мин;
3. Станция управления с кабелем для электродвигателя 7,5 кВт.

Для получения запланированных отборов жидкости рекомендуется оборудовать новые скважины также с винтовыми насосами, так как эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождении Каратюбе и на месторождениях высоковязкой нефти с большим содержанием песка.

Выбранное оборудование должно обеспечить максимальный отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в расчетах технологических показателей.

Эксплуатация скважин штанговыми винтовыми насосными установками (ЭВН).

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже, за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.

Оборудование устья ЭВН состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, устьевой обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование ЭВН состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока, рисунок 6.1.1.

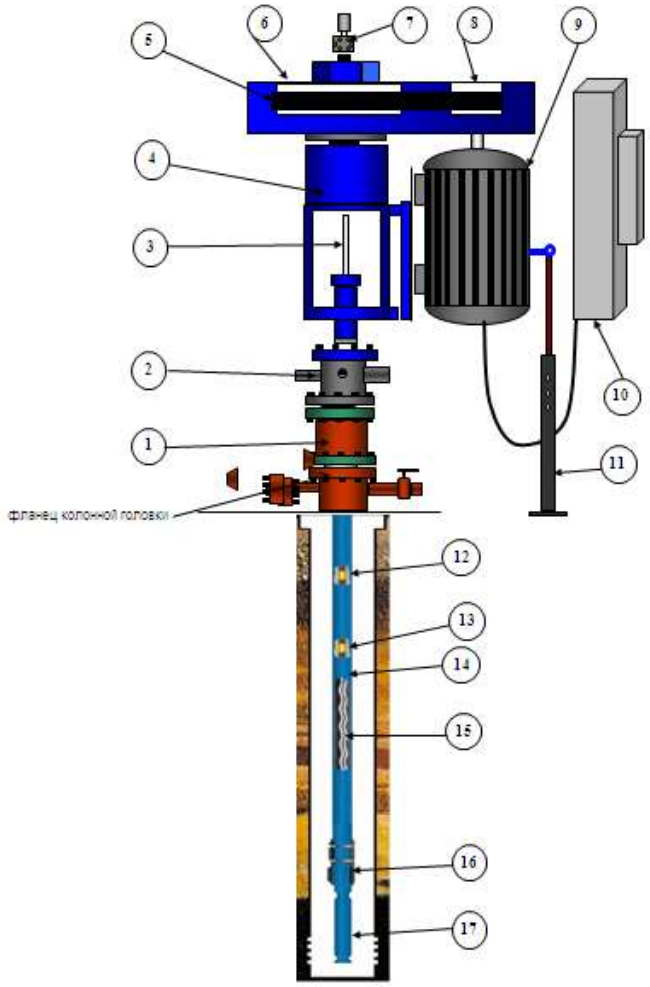


Рисунок 6.1.1 - Система винтового насоса

1	Переводная катушка
2	Превентор
3	Полированный шток
4	Рама привода
5	Ремень привода
6	Шкив привода
7	Зажим полированного штока
8	Шкив двигателя
9	Двигатель
10	Станция управления с ПЧ
11	Стойка под двигатель
12	Центратор ЦВН
13	Колонна насосных штанг
14	Статор винтового насоса
15	Ротор винтового насоса
16	Якорное устройство
17	Якорь газопесочный

Приводом ЭВН является приводная головка с электрическим приводом. Устьевые приводы ЭВН обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг.

Установка штангового глубинного насоса (*УШГН)*

Область эффективного применения стандартных поршневых насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находится во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии: они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.

2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъём труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;

Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозийных жидкостей.

Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводнённость – до 99%;
- Температура - до 130 ºС;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;
- Показатели pH – от 4 до 8.

Исходя из опытов эксплуатации аналогических месторождений, с похожими физико-химическими характеристиками, добываемой скважинной продукции рекомендуется эксплуатации скважин, с применением указанных видов УЭЦН и УШГН.

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

По результатам исследований нефти по отобранной пробе I верхнепермского, II нижнетриасового, IV- нижнеюрского горизонтов, нефть характеризуется как высоковязкая, высокосмолистая, малосернистая, парафиновая.

Процесс добычи таких нефтей может сопровождаться выпадением твёрдых органических отложений, содержащих парафины, асфальтены, смолы и механические примеси. Выпадение асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) в подъёмных трубах ведёт к их закупориванию, что приводит к снижению дебитов скважин.

Паротепловая обработка скважин (ПТОС)

Учитывая вязкость нефти на объектах разработки, применение ПТОС на добывающих скважинах (теплового метода воздействия на призабойную зону скважины), позволит увеличить дебиты добывающих скважин.

Технология ПТОС - ПТОС проводят в добывающих скважинах, продолжительность обработки определяют исходя из заданного темпа нагнетания пара и радиуса прогретой зоны. После окончания нагнетания пара, скважины выдерживают некоторое время, в течении которого пар конденсируется. В это время происходит перераспределение теплоты от призабойной зоны к более отдалённым участкам пласта. После выдержки скважин и установки насосного оборудования скважины пускают в работу.

Для ПТОС используются мобильные парогенераторные установки марки, работающие на попутном газе. Максимальная паропроизводительность парогенератора 11,2 т/час при сухости пара 80%. Максимальная температура на выходе 353°С, максимальное давление составляет 17,2/21 МПа.

При термообработке перенос тепла в коллектор осуществляют:

- при теплопередаче по скелету породы и насыщающей жидкости от источника тепла, расположенного в скважине (метод кондуктивного прогрева);

- при принудительном теплопереносе по коллектору за счет нагнетания в пласт теплоносителя (паротепловая обработка).

Температура нагрева должна быть ниже точки коксования нефти.

При периодической тепловой обработке, после извлечения из скважины эксплуатационного оборудования, опускают на кабеле-тросе в интервал продуктивного пласта глубинный электронагреватель и осуществляют прогрев в течение 3-7 суток.

Продолжительность пуска скважины в эксплуатацию после тепловой обработки не должна превышать 7 ч;

- при паротепловой обработке прогрев ПЗП осуществляют насыщенным паром с помощью стационарных или передвижных парогенераторов.

Паротепловые обработки проводят в скважинах глубиной не более 1000 м в коллекторах, содержащих нефть с вязкостью в пластовых условиях свыше 50 МПа • с.

Перед проведением процесса скважину останавливают, извлекают эксплуатационное оборудование и проверяют герметичность эксплуатационной колонны.

Нагнетание пара осуществляют с таким расчетом, чтобы паровая зона образовалась в радиусе 10 - 20 м.

Затем скважину герметизируют и выдерживают в течение 2-3 суток.

Также в результате этого мероприятия значительно улучшаются фильтрационные характеристики, меняется смачиваемость горных пород, уменьшается вязкость нефти, увеличивается подвижность нефти.

Борьба с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями

В процессе эксплуатации скважин в условиях месторождения Каратюбе могут возникнуть осложнения в виде отложении асфальто-смолисто-парафиновых отложении (АСПО) на забое и фильтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Содержание в нефти смолистых веществ и парафина приводят к снижению производительности скважин. К основным способам борьбы с отложениями парафина и смолистых веществ относится:

- Использование НКТ с гладкими защитными поверхностями;
- Использование автоматических летающих скребков для очистки НКТ;
- Подача к скважинам химических реагентов через затрубное пространство;
- Теплоизоляция выкидных линий;

Добавки в поток химических реагентов способствуют гидроизоляции стенок труб, увеличение числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в нефти.

Для удаления АСПО в НКТ необходимо производить периодическую закачку в затрубное пространство скважин горячей нефти, перегретого пара. Под действием повышения температуры парафин расплавляется и удаляется вместе с закачиваемой и добываемой жидкостью из подъемных труб, а также из выкидных линий. Для выработки пара можно использовать передвижные паровые установки ППУА-1200\100, для депарафинизации скважин горячей нефтью – агрегаты депарафинизации нефти (АДПН).

При этом необходимо учитывать влияние горячей нефти на целостность и технические параметры эластомеров.

Для очистки выкидных линии от АСПО необходимо периодически запускать резиновые шары (торпеды), скребки или проводить периодические промывки выкидных линии с горячей нефтью.

Для предупреждения и борьбы с отложением смолистых веществ необходимо использовать НКТ с гладкими защитными поверхностями; проводить обработку паром или горячей нефтью.

Также для расплавления смол возможно использование электронагревателей: переменный электрический ток подается в скважину, при этом выделяется тепло, которое нагревает нефть по всему ходу в колонне НКТ. При этом повышается температура нефти в трубах, изменяется вязкость, улучшается текучесть и предотвращается образование отложений смол на подземном оборудовании.

Для предотвращения образования отложений смол на нефтепромысловом оборудовании рекомендуется использование химических реагентов – ингибиторов. Для защиты выкидных линий от смол возможно применение электронагревательных кабелей, повышающих температуру нефти в линии.

Также в случае уменьшения проницаемости пород призабойной зоны скважин необходимо будет провести глинокислотную обработку скважин.

Для изоляции водопритоков, которые могут возникнуть при разработке месторождений высоковязких нефтей можно рекомендовать следующие технологии:

Селективная изоляция – гелеобразующий раствор, представляющий собой водный раствор силиката натрия (жидкое стекло), соляной кислоты и воды до 95 %;

Термообратимый гелеобразующий состав на основе метилцеллюлозы – технология метка, способных образовать гели непосредственно в пластовых условиях, снижая подвижность воды, повышая нефтеотдачу высокообводненных пластов в процессе разработки.

Мероприятия по борьбе с пескопроявлением

В период промышленной эксплуатации скважин на месторождении Каратюбе наблюдались осложнения в виде пескопроявлений. Для ликвидации песчаных пробок в скважинах на анологичных месторождениях применяются желонирование скважин. Периодичность и частота образования песчаных пробок в разных скважинах различные: от 2-х дней до нескольких месяцев.

Также, серьезным фактором, осложняющим работу УВН, является содержание в откачиваемой продукции механических примесей (песка). В винтовых насосах

содержание песка в пластовом флюиде приводит к истиранию эластомеров, а в некоторых случаях и заклинивание ротора в статоре.

Месторождение Каратюбе - многопластовое. В его разрезе промышленно-продуктивные горизонты представлены чередованием глинистых песков, песчаников и алевролитов с алевритами и глинами, при значительной литологической изменчивости пород каждого горизонта. Из них барремские горизонты характеризуются особенно резкой литологической изменчивостью по площади и простиранию и преобладанием в коллекторах алевритовых фракций.

Избежать разрушения пород можно уменьшением дебита до определенного допускаемого уровня, при этом уменьшается скорость фильтрации, депрессия давления и, как следствие, напряжения в породе.

Однако, если эксплуатация скважин при таких режимах окажется экономически нерентабельной, предлагается использовать средства механического задержания песка. Механические средства защиты наиболее простейшие, наиболее систематически осуществляемый метод борьбы с песком. Для этой цели можно использовать проволочные, щелевые, подвесные гравийные и намывные подвесные гравийные фильтры. Трубные фильтры спускаются в скважину на обсадной трубе или с помощью НКТ внутрь обсадной колонны. Гравийные фильтры могут быть созданы на поверхности (слой гравия фракций 4-6 мм в зазоре 20-25 мм между двумя концентричными перфорированными трубами) и в скважине (намыв слоя частиц за стенки перфорированной трубы). Для хорошего задержания частиц, составляющих скелет породы, необходимо, чтобы D50/d50 и δ<D100.

- D50 и D100 диаметры зерен гравия, соответствующие 50% и 100%-ной точкам гранулометрической кривой распределения диаметров;
- d50 – аналогично диаметр зерен песка;
- δ – раскрытие щели трубы.

Наряду с этим будет эффективным при механизированной добыче применение песочного якоря обращенного типа. Его работа протекает следующим образом: Жидкость с песком из скважины поступает по внутренней трубке малого диаметра в корпус якоря. При этом скорость струи резко снижается и на 180º меняется направление. Вследствие этого песок осаждается в нижней части корпуса, а очищенная от него жидкость поступает к приему насоса. По мере накопления песка в корпусе, якорь извлекают на поверхность, очищают от песка и снова пускают в работу. Длина кармана песочного якоря должна быть такой, чтобы заполнение его песком по времени совпадало со сроком износа и смены насоса во избежание дополнительного подъема насоса для чистки якоря.

Наряду с песочными якорями для борьбы с вредным влиянием песка применяют различные фильтры, привинчиваемые к приемному клапану насоса.

За период промышленной эксплуатации для ликвидации песчаных пробок в скважинах месторождения в целях профилактики проводят работы по желонированию. Рекомендуется в дальнейшем продолжать упомянутые работы по борьбе с пескопроявлением.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутрипромыслового оборудования

Как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Наружная коррозия обсадных колонн, вызванная воздействием высокоминерализованных пластовых вод, может быть предотвращена путем полного подъема цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применением электрохимической защиты (катодная защита) по рекомендации ТатНИПИнефть (РД-390-1-562-81 «Инструкция по применению катодной защиты скважин в нефтяной промышленности»).

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн следует предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти.

Подачу ингибиторов осуществлять путем периодической подачи в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ.

Для борьбы с коррозией трубопроводов внутрипромыслового сбора нефтяной продукции при обводненности 50 % и более предлагается испытать в лабораторных условиях с целью возможности применения в условиях месторождения Каратюбе водорастворимые ингибиторы.

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии в систему сбора и подготовки нефти применяются блочные установки. Более высокий эффект достигается при непрерывной подаче ингибитора в систему.

Производительность насоса для закачки ингибиторов в защищаемую систему определяется по формуле $q = (Q + C_2)/(240C_1\rho)$, где Q - расход жидкости в защищаемой системе, м3/сут; C_1 – концентрация ингибитора в рабочем растворе, %; C_2 – рекомендуемая концентрация ингибитора в транспортируемой жидкости, г/см^3; ρ - плотность рабочего ингибитора, г/см^3; 240 - переводной коэффициент.

Также для защиты от коррозии трубопроводов, транспортирующих малообводненную продукцию скважин (обводненность до инверсии фаз в расслоенном режиме), НКТ и обсадных колонн предлагается испытать в лабораторных условиях водорастворимые ингибиторы типа ВЖС (РФ), а также «Виско-938» фирмы «Налко» (США) и «Бактериам-607».

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки типа БДХР-2,5, БДХР-10, (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы типа НД.

6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

С учетом условий разработки месторождения, прогнозируемой динамики добычи нефти и газа, способа эксплуатации и устьевых давлений добывающих скважин, состава и свойств нефти и газа, и охраны окружающей среды принимаются следующие требования:

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

Мощности системы сбора и транспорта продукции месторождения Каратюбе должны быть рассчитаны на максимальные объёмы добычи нефти, жидкости и воды:

Суточная добыча нефти – 672 т;

Суточная добыча жидкости –2251 т;

Суточная добыча воды – 2056 т.

В начале промышленной эксплуатации система сбора и транспорта нефти на месторождении Каратюбе предусматривается по следующей временной технологической схеме: продукция всех скважин после измерения на замерной установке типа «Спутник» АМ 40-10-400, через блок гребенки поступает в нефтегазовый сепаратор НГС, где происходит разделение жидкости и остаточного газа. Далее, отсепарированный газ используется для собственных нужд, на печи подогрева ПП-0,63. Отсепарированный в нефтегазовом сепараторе пластовая жидкость поступает в печь подогрева ПП-063, где нагревается до 50-70 ºС и поступает в горизонтальные отстойники (ОГВ—Г-50-1,0-2-И)

объемом 50 м^3. После ОГН-Г-50-1,0-2-И, нефть с помощью насосов НБ-125 откачивается в концевую сепарационную установку, где сепарируется остаточный газ. После концевой сепарационной установки, нефть отстаивается в товарном резервуаре объемом 2000 м^3. По необходимости накопившаяся подтоварная вода из резервуаров сливается в дренажный емкость.

Для улучшения деэмульсации и сепарации пластовой жидкости, после печи ПП-063 предусмотрено БДР (блок дозирования реагентов), где в поток пластовой жидкости подается реагент - деэмульгатор.

Отсепарированный остаточный газ с концевого сепаратора подается в Устьевой нагреватель УН-02, используемый для подогрева внутренной части товарного резервуара РВС-2000м^3.

Из-за отсутствия на месторождении утвержденных запасов растворенного газа, газ для собственных нужд будет использоваться со сторонных организации.

Вода, после отсоя с ОГН-Г-50-1,0-2-И и с товарного резервуара накапливается в дренажном емкости, где идет отсой мехпримесей и нефтяной пленки. Далее подготовленая вода до СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов», с помощью насосов НБ-125 нагнетается в систему ППД.

Подготовленный нефть в товарном резервуаре, с помощью насоса ЦНС-105-98, через нефтеналивной гусак загружается в автотранспорт. Далее, нефть с помощью АЦН вывозится на малотоннажный НПЗ в Актюбинской области.

Печи для подогрева нефти ПП-0,63А рабочее давление в продуктовом змеевике 6,3 МПа. Теплоноситель вода с параметрами 95-70ºС.

Планируется перые два года эксплуатации месторождения сбор и подготовку нефти, осуществлять по вышеуказанной временной технологической схеме. Кроме того, параллельно планируется начать разработку проекта обустройства, где будут предусмотрены дополнительные АГЗУ в количестве 2 единиц, двухступенчатая сепарация с подогревом (печь ПП-063). Резервуарный парк с РВС-1000м^3 (технологический) и две РВС-2000м^3 (товарные). Подготовленный объем нефти, с помощью технологических насосов, будет откачиватся по трубопроводу в КТО, через УПН Каратюбе Южное ТОО «Казахтуркмунай».

На рисунке 6.3.1 (а, б). представлена принципиальная технологическая схема сбора, подготовки и транспортировки нефти на период промышленной эксплуатации месторождения, указанные выше по тексту.

6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

На месторождении отсутствуют утвержденные запасы газа, в связи с чем на балансе месторождения запасов газа нет.

Из-за отсутствия объема добываемого попутного газа, рассмотрение вопроса по применению попутного газа на собственные нужды и применение варианта утилизации не имеет технической возможности и в данной главе не будем рассмотрено.

6.5. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям по СТ РК 1662-2007:

- ✓ При коррозионной активности свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;
- ✓ В нагнетаемой воде, пластовые воды, которые не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать и соответственно ионы железа должны отсутствовать при содержании в водах сероводорода;
- ✓ При контакте в пластовых условиях закачиваемые воды с пластовой водой не должны образовывать осадка, т.е. должны быть совместимы и не снижать приемистость нагнетательных скважин более чем на 20%;
- ✓ Допустимое содержание нефтепродуктов и механических примесей устанавливается в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора данного объекта разработки.

Содержание расствореннго кислорода нормируется величиной менее 0.5 мг/л. Такой предел установлен, исходя из минимальных коррозионных повреждений промыслового оборудования. Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержит сероводород.

СВБ часто присутствуют в подземных и поверхностных водах и, попадая вместе с закачиваемой водой в нефтяные пласты, они с другими типами бактерий образуют биоценоз, продуктами жизнедеятельности которого являются сероводород и углекислый газ. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования.

Согласно «Единым правилам РК», в обязательный комплекс промысловых исследований, входит регулярное проведение замеров количества взвешенных частиц и солевого состава закачиваемой воды. Определения содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно. Исследования по определению основного компонентного состава, определению

растворенных газов, железа и СВБ рекомендуется проводить с периодичностью 1 раз в месяц.

Текущее состояние

В настоящее время на месторождении Каратюбе попутно-добываемая пластовая вода, отделенная от нефти, попадает в дренажную емкость для пластовой воды, где дополнительно идет отстой от механических примесей и взвешенных частиц. После отстоя, с помощью насосов НБ-125 закачивается в систему ППД м-я Каратюбе.

Согласно рекомендуемому варианту разработки, к 2025 году фонд нагнетательных скважин составит 6 скважин, среднесуточная приемистость составлит 192,9 $м^3$/сутки и максимальный объем закачки попутно добываемой воды, 2356 $м^3$/сутки, достигнет в 2041 году.

В среднем минерализация вод по горизонтам м-я Каратюбе составляет 76 г/л. Плотность воды составляет в среднем 1,090 г/$см^3$. Воды по типу - хлоркальциево- и сульфатнонатриевые.

Закачка воды будет осуществляться по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов кислорода, сероводорода, сульфатвосстанавливающих бактерии и механических примесей в закачиваемую воду.

Подготовка попутно добываемой воды на месторождении должны предусмотреть фильтрационные установки и дополнительные емкости для эффективности гравитационного отстоя.

В качестве основного источника водоснабжения для ППД месторождения, будет использоваться попутно добываемая пластовая вода с месторождения Каратюбе. Нагнетательные скважины необходимо оборудовать счетчиками для индивидуального замера расхода воды, а также манометрами для контроля давления нагнетания. Контроль общего объема закачки воды будет осуществляться счетчиком, установленный на напорной линии после насосов.

Рекомендации по подготовке пластовых сточных вод

Стандартная схема промыслового сбора нефти и подготовки попутно-пластовых вод выглядит следующим образом: продукция скважин, обработанная химреагентами обезвоживания и обессоливания, из нефтегазового сепаратора поступает в горизонтальный отстойник, откуда нефть направляется в нефтегазовый сепаратор. Попутно-пластовая же вода отделяется от нефти и направляется в фильтры-отстойники для очистки от механических примесей. После отстойников попутно пластовая вода откачивается в технологические резервуары, для дополнительного отстоя, где согласно закону Стокса, частицы мех примесей оседают в резервуарах.

А остатки нефти виде нефтяных пленок собираются на поверхности резервуаров, где подвергаются сепарации от растворенного газа и сбрасываются в дренажную емкость, а оттуда на начало технологического процесса.

Шлам из отстойников и пескоуловителя периодически откачивается насосом на гидроциклон. Из гидроциклона слив, содержащий песок, направляется на иловую площадку, а вода – в дренажную емкость, из которой откачивается насосом.

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

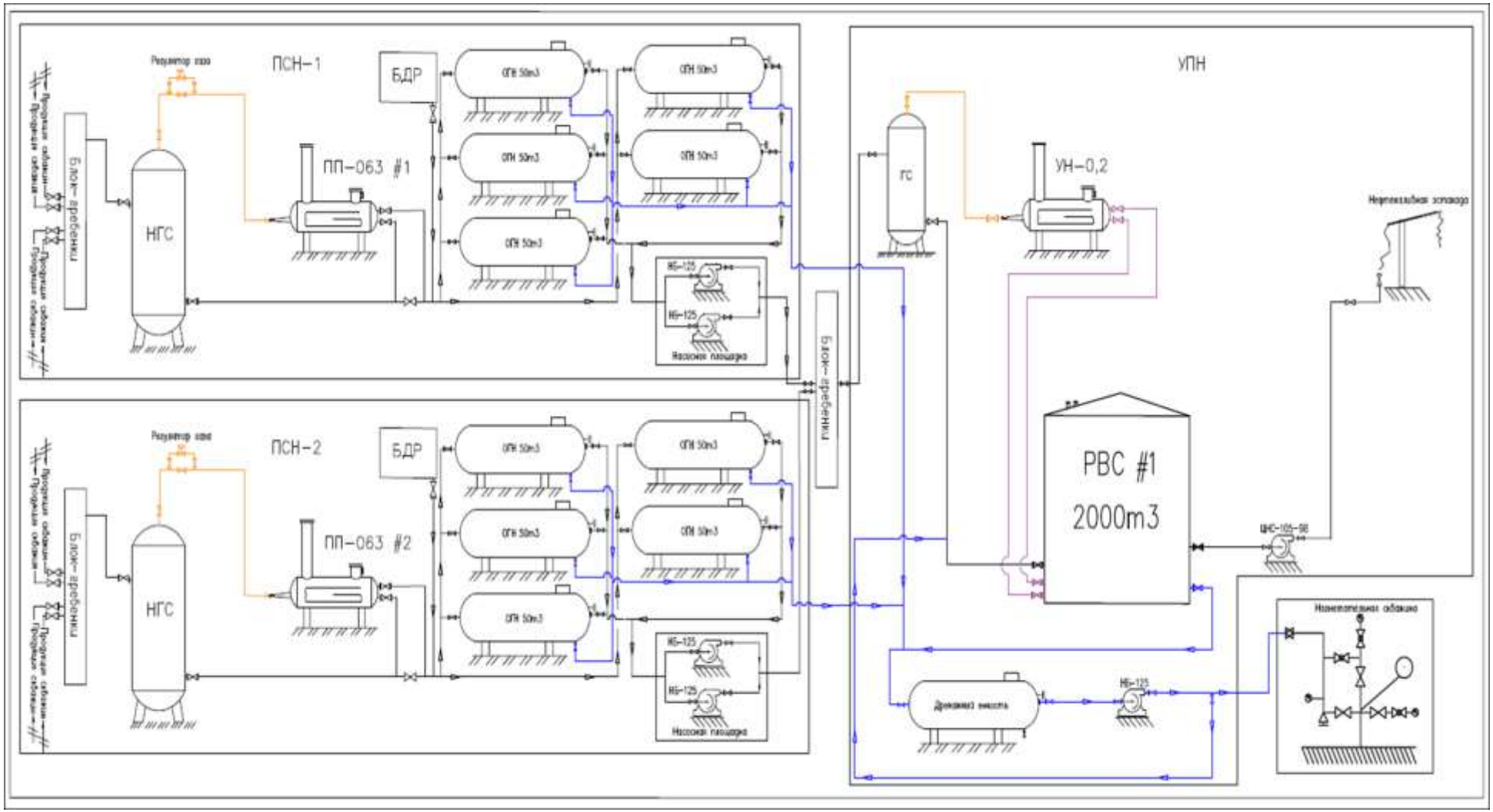


Рисунок 6.3.1 (а)-Принципиальные временная технологические схемы сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти, схема транспортировки нефти м-я Каратюбе

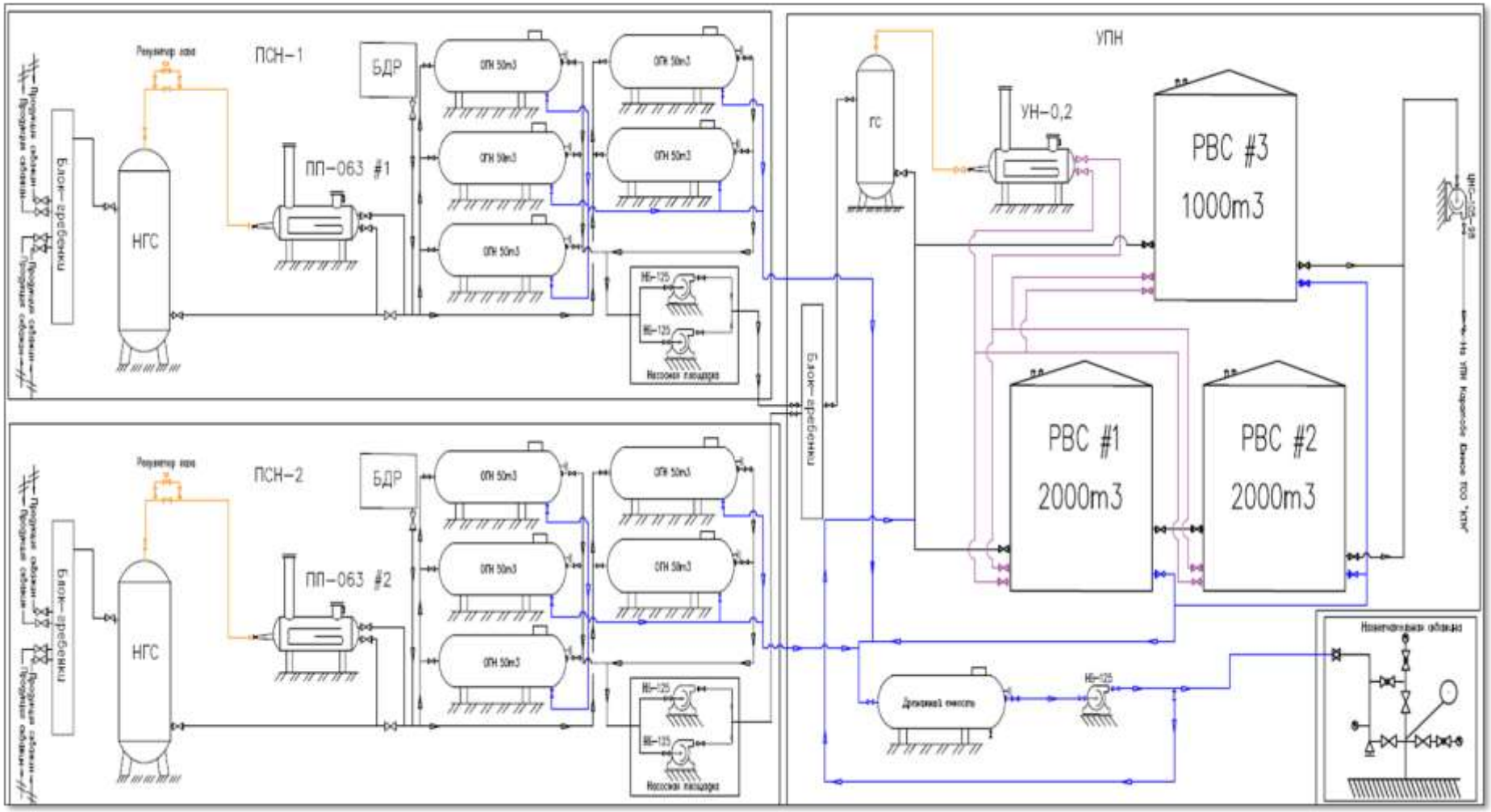


Рисунок 6.3.2 (б)-Принципиальные рекомендуемые технологические схемы сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти, схема транспортировки нефти м-я Каратюбе

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

7.1. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

Проведенная в рамках настоящего проектного документа технико-экономическая оценка проектных показателей рассмотренных 3 вариантов разработки позволила рекомендовать для практической реализации в период промышленной эксплуатации на месторождении Каратюбе, вариант разработки 3.

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Каратюбе и их назначения. Бурение проектных скважин нацелены на вскрытие меловых, юрских и пермотриасовых продуктивных горизонтов. На основании геологических данных ожидаются следующие стратиграфические разрезы скважины четвертичные, меловые, юрские и пермотриасовые Литологический разрез представлен: глинами, песчаниками, алевролитами, песками, известняками, мергелями. Конгломератами. («Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождении Каратюбе 01.12.2007г»).

Во время бурения разведочных и оценочных скважин посредством испытания пласта и геофизическими методами были получены данные по пластовом давлениями. Мезо-кайнозойские отложения характеризуется нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до 0,105 кгс/см^2 на м, плотность нефти составляет 0,82-0,92 г/см^3. На соответствующих разрезах в скважине для опоры башмака обсадной колонны можно ожидать следующие градиенты давления:

- 1,0 атм /10 м у башмака первой обсадной колонны.
- 1,02 атм/10 м у башмака технической колонны.
- 1,05 атм/10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны.

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, а также анализирую фактические конструкции разведочных и оценочных скважин (таб.7.1.1.) предусматривается следующая конструкция:

Для скважин глубиной 733м.

1. Направление ∅ 340 мм, спускается на глубину до 10 м, с целью предохранения устья скважины от размыва. Цементируется до устья.

2. Кондуктор ∅ 245 мм, спускается на глубину до 150м, с целью предохранения устья скважины от размыва и обеспечивает механическую опору для устьевого оборудования и противовыбросового оборудования (ПВО).. Цементируется до устья.

3. Эксплуатационная колонна ∅168 мм спускается до проектной глубины для изоляции продуктивных горизонтов и тестирование скважины, цементируется до устья.

Таблица 7.1 - Конструкции скважин

Наименование колонн	**Диаметр долота, мм**	**Диаметр колонны, мм**	**Глубина спуска, м**	**Высота подъема цемента от устья, м**
Направление	444,5	340	10	устье
Кондуктор	311,2	245	150	устье
Эксплуатационная	215,9	168	733	устье

Примечание: *-глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного пласта согласно ЕТП допускается +/- 250м

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение буровых установок повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью не менее 225т и высокой транспортабельностью, размещением комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора. Обоснование и выбор буровой установки будут определены при разработке проекта на строительство скважин.

7.2. Выполнение требований к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Вскрытие продуктивных пластов в процессе бурения должно обеспечивать максимально возможное сохранение естественного состояния их призабойной зоны.

Тип и параметры бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных пластов должны соответствовать особенностям геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований. Буровой раствор должен обеспечивать максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора.

Жидкости для вторичного вскрытия (перфорации) должны обеспечивать сохранение коллекторских характеристик продуктивных пластов. Этим требованиям отвечают очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей. Для предупреждения поступления рассола в пласт его необходимо загущать специальными полимерами. Целесообразно вводить поверхностно-активные вещества (ПАВ) для снижения поверхностного натяжения на границе сред и ингибиторы коррозии. С целью

нейтрализации сероводорода необходимо предусмотреть ввод поглотителей или нейтрализаторов.

Окончательное решение о методах вскрытия пластов и жидкостях для вторичного вскрытия будет приниматься на стадии проектирования строительства скважин.

Освоение скважин будет производится по планам работ с целью вызова притока, определения гидродинамической характеристики пластов, для выбора оптимального режима эксплуатации.

Освоение скважины должно обеспечивать:

- максимальную очистку призабойной зоны пласта от промывочной жидкости;
- сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- предупреждение прорыва подошвенной воды;
- предотвращение неконтролируемых нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов;
- предотвращение деформации эксплуатационной колонны;
- охрану недр и окружающей природной среды;
- возможность термогидродинамических исследований по определению характеристик пласта и его геофизических параметров.

Вызов притока будет осуществляться снижением гидростатического давления на пласт путем замены бурового раствора на воду, нефть и, при необходимости, снижением уровня. Испытание скважин должно производиться таким образом, чтобы не оказывалось негативного воздействия на окружающую природную среду или оно было минимизировано.

Изложенные в этом разделе предполагаемые проектные решения основаны на опыте пробуренных скважин и отражают общий подход к конструкциям, цементированию, буровым растворам, вскрытию продуктивных горизонтов, освоению и выбору БУ. Окончательные технологические и технические решения по бурению скважин будут приняты на стадии составления Технических проектов на строительство скважин.

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

Как уже отмечалось в предыдущих главах, в рамках настоящего проектного документа на промышленную разработку месторождения Каратюбе были рассмотрены три основных варианта дальнейшей разработки.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки, определено, что самыми наилучшими технологическими и экономическими показателями характеризуется **вариант разработки 3**.

Обоснование проекта прогноза добычи нефти и газа, объема буровых работ в целом по месторождению Каратюбе до конца экономически рентабельного срока разработки по рекомендуемому 3 варианту разработки приведено в таблице 8.1.

Таблица 8.1-Месторождение Каратюбе. Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по рекомендуемому варианту разработки 3

	Показатели	Годы															
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	*2*	*3*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*			
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	5,8	49,8	69,6	128,3	157,9	188,0	215,7	234,0	240,3	245,4	236,4	231,9	222,9	202,4	187,1	174,4
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	5,8	49,8	66,2	124,9	154,5	184,6	212,4	230,7	240,3	245,4	236,4	231,9	222,9	202,4	187,1	174,4
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом, тыс.т.	5,8	49,8	69,6	128,3	157,9	188,0	215,7	234,0	240,3	245,4	236,4	231,9	222,9	202,4	187,1	174,4
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	3	8	8	8	8	3	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	3	8	8	8	8	3	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0,0	0,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168	168	168	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	733	733	733	733	733	733	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	В т.ч. добывающие скв.	0	0	2	5,9	5,9	5,9	6	2	0	0	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0,0	0	1018	2716	2716	2716	2716	1018	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	20,4	54,3	54,3	54,3	54,3	20,4	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0,0	5,8	49,8	66,2	124,9	154,5	184,6	212,4	230,7	240,3	245,4	236,4	231,9	222,9	202,4	187,1
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	0,0	5,8	49,8	86,6	179,2	208,9	238,9	266,7	251,0	240,3	245,4	236,4	231,9	222,9	202,4	187,1
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	5,8	49,8	66,2	124,9	154,5	184,6	212,4	230,7	240,3	245,4	236,4	231,9	222,9	202,4	187,1	174,4
	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	5,8	44,0	16,4	38,3	-24,7	-24,3	-26,5	-36,0	-10,8	5,1	-9,0	-4,5	-9,1	-20,5	-15,2	-12,7
	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	#ДЕЛ/0!	756,2	32,9	44,3	-13,8	-11,6	-11,1	-13,5	-4,3	2,1	-3,7	-1,9	-3,9	-9,2	-7,5	-6,8
20	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0,0	21,9	58,4	58,4	58,4	58	22	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
22	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
24	В т.ч. нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	33	33	36	43	51	59	67	70	70	69	69	69	69	68	68	68
26	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд механизированных скважин, шт.	33	33	36	43	51	59	67	70	70	69	69	69	69	68	68	68
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	14,2	6,1	6,9	12,4	13,4	14,0	14,8	15,7	16,3	18,7	19,3	21,5	23,2	24,8	26,8	28,4
29	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	14,2	6,1	6,9	12,4	13,4	14,0	14,8	15,7	16,3	18,7	19,3	21,5	23,2	24,8	26,8	28,4
30	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	22,0	22,0	22	22	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	12,9	16,8	18,2	22,3	24,6	26,5	30,0	33,8	35,8	42,9	45,9	52,5	57,5	64,0	68,7	72,5
32	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	12,9	16,8	18,2	22,3	24,6	26,5	30,0	33,8	35,8	42,9	45,9	52,5	57,5	64,0	68,7	72,5
33	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	10,0	10,0	10	10	10	10	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
34	Средний дебит действующих скважин по	3,7	5,1	5,6	9,7	10,1	10,3	10,4	10,4	10,4	10,7	10,4	10,2	9,8	8,9	8,4	7,8

	нефти, т/сут																
35	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,7	5,1	5,6	9,7	10,1	10,3	10,4	10,4	10,4	10,7	10,4	10,2	9,8	8,9	8,4	7,8
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	6,7	59,9	85,1	165,1	209,3	255,8	308,3	353,3	374,1	429,8	436,8	488,2	524,9	561,6	598,4	635,1
37	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	6,7	59,9	73,1	133,0	177,2	223,7	276,2	341,3	374,1	429,8	436,8	488,2	524,9	561,6	598,4	635,1
38	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	12,0	32,1	32,1	32,1	32,1	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	мех. способом, тыс.т.	6,7	59,9	85,1	165,1	209,3	255,8	308,3	353,3	374,1	429,8	436,8	488,2	524,9	561,6	598,4	635,1
40	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	131,4	191,3	276,4	441,5	650,8	906,6	1214,9	1568,2	1942,3	2372,1	2808,9	3297,0	3821,9	4383,6	4981,9	5617,0
41	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	130,3	180,1	249,7	378,0	535,9	723,8	939,6	1173,6	1413,8	1659,2	1895,6	2127,5	2350,4	2552,8	2739,9	2914,3
42	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,014	0,019	0,026	0,040	0,057	0,077	0,099	0,124	0,149	0,175	0,200	0,225	0,248	0,270	0,290	0,308
43	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	3,5	4,9	6,7	10,2	14,5	19,5	25,3	31,6	38,1	44,7	51,1	57,4	63,4	68,8	73,9	78,6
44	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	1,3	1,9	3,5	4,3	5,1	5,8	6,3	6,5	6,6	6,4	6,3	6,0	5,5	5,0	4,7
45	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	1,4	2,0	3,7	4,7	5,9	7,2	8,5	9,5	10,7	11,5	12,8	14,1	14,9	16,2	18,0
46	Закачка рабочего агента	0,0	0,0	0,0	42,3	59,1	78,0	106,9	135,7	149,4	209,7	230,3	306,0	360,4	415,2	473,3	528,2
47	Закачка рабочего агента с начала разработки	0,0	0,0	0,0	42,3	101,5	179,5	286,3	422,0	571,4	781,1	1011,4	1317,5	1677,8	2093,1	2566,3	3094,5
48	Компенсация отборов жидкости закачкой %:																
49	текущая	0,0	0,0	0,0	22,3	24,6	26,5	30,1	33,4	34,7	42,4	45,9	54,5	59,7	64,3	68,8	72,3
50	накопленная	0	0	0	8	13	17	20	23	26	29	32	35	39	43	46	50

	Показатели	Годы									
		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	*2*										
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	163,8	145,9	122,3	97,0	71,4	42,8	42,3	39,9	34,9	33,8
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	163,8	145,9	122,3	97,0	71,4	42,8	42,3	39,9	34,9	33,8
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом, тыс.т.	163,8	145,9	122,3	97,0	71,4	42,8	42,3	39,9	34,9	33,8
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	В т.ч. добывающие скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	174,4	163,8	145,9	122,3	97,0	71,4	42,8	42,3	39,9	34,9
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	174,4	163,8	145,9	122,3	97,0	71,4	42,8	42,3	39,9	34,9
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	163,8	145,9	122,3	97,0	71,4	42,8	42,3	39,9	34,9	33,8
	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	-10,6	-17,9	-23,6	-25,3	-25,6	-28,6	-0,5	-2,4	-4,9	-1,2
	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6,1	-11,0	-16,2	-20,7	-26,4	-40,1	-1,2	-5,7	-12,4	-3,4
20	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	0	3	0	0	0	1	0	0
22	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

23	фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2
24	В т.ч. нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	68	67	67	64	69	27	27	26	26	26
26	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд механизированных скважин, шт.	68	67	67	64	69	27	27	26	26	26
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	30,1	31,7	33,9	35,5	37,5	20,1	19,1	19,6	21,0	21,5
29	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	30,1	31,7	33,9	35,5	37,5	20,1	19,1	19,6	21,0	21,5
30	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	75,6	79,4	83,6	87,6	91,3	73,9	75,0	77,0	80,5	81,6
32	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	75,6	79,4	83,6	87,6	91,3	73,9	75,0	77,0	80,5	81,6
33	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
34	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	7,3	6,5	5,6	4,4	3,3	5,3	4,8	4,5	4,1	4,0
35	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	7,3	6,5	5,6	4,4	3,3	5,3	4,8	4,5	4,1	4,0
36	Добыча жидкости всего, тыс.т.	671,8	708,6	745,3	782,0	822,0	163,7	169,0	173,6	179,1	183,9
37	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	671,8	708,6	745,3	782,0	822,0	163,7	169,0	173,6	179,1	183,9
38	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	мех. способом, тыс.т.	671,8	708,6	745,3	782,0	822,0	163,7	169,0	173,6	179,1	183,9
40	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	6288,9	6997,4	7742,7	8524,7	9346,8	9510,5	9679,5	9853,1	10032,2	10216,1
41	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	3078,1	3224,0	3346,3	3443,3	3514,7	3557,5	3599,8	3639,7	3674,6	3708,4
42	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,325	0,341	0,354	0,364	0,372	0,376	0,381	0,385	0,388	0,392
43	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	83,0	86,9	90,2	92,9	94,8	95,9	97,1	98,2	99,1	100,0
44	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,4	3,9	3,3	2,6	1,9	1,2	1,1	1,1	0,9	0,9
45	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	20,6	23,2	25,3	26,8	27,0	22,1	28,1	36,8	51,1	101,1
46	Закачка рабочего агента	584,2	646,3	711,1	793,7	859,8	135,7	144,0	151,9	162,7	169,2
47	Закачка рабочего агента с начала разработки	3678,7	4325,1	5036,1	5829,8	6689,5	6825,3	6969,3	7121,2	7283,9	7453,1
48	Компенсация отборов жидкости закачкой %:										
49	текущая	75,6	79,3	83,0	88,3	90,9	72,1	74,1	76,1	79,0	80,0
50	накопленная	53	57	60	63	67	67	67	67	68	68

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

Эффективность контроля за процессом разарботки месторождения зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, техническом состоянии скважин и т.д.

Контроль за разработкой нефтяного месторождения осуществляется на протяжении всего периода добычи нефти, с целью оценки эффективности принятой системы разработки, получения достоверной информации, необходимой для управления процессом разработки. Предусматривает проведение комплексных наземных и глубинных исследований скважин, лабораторных исследований нефтегазосодержащих пород и проб, насыщающих их флюидов. Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Каратюбе предлагается использовать следующие основные виды исследований:

Промысловые исследования;

- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Каратюбе определены на основании «Методических указаний …» [4], «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК» [2], «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических) так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований Сюда относится определение забойных и пластовых давлений, дебитов нефти, жидкости добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин, обводненности и газового фактора по добывающим скважинам.

Определение пластового давления

В добывающих скважинах необходимо проводить систематические замеры пластовых давлений и температуры с периодичностью 1 замер в пол года для контроля за текущим термобарическим состоянием пластов.

Замеры пластового давления должны осуществляться в механизированных скважинах с помощью глубинных манометров через НКТ.

Определение забойного давления

Первоначальное забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим скважинам, после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже одного раза в пол года.

Забойное давление замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

В нагнетательных скважинах забойное давление допускается определять расчетным путем по давлению на устье скважины.

Определение дебита жидкости добывающих скважин.

В целях контроля разработки первые измерения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта. Периодичность замера дебитов один раз в 15 дней.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Периодичность замеров обводненности дифференцирована для безводных скважин (< 2%), низко- и среднеобводненных скважин (2-90%) и высокообводненных скважин (> 90%) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводнённым скважинам – еженедельно.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Под промыслово-геофизическими методами исследований, в том числе исследований по контролю за разработкой месторождения, подразумеваются все виды

геофизических исследований скважин в пределах эксплуатационных объектов. Они включают исследования в бурящихся и действующих скважинах.

При исследовании бурящихся скважин основной задачей ГИС является уточнение геологического строения продуктивной толщи и определение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов. Для решения этих задач комплекс исследований должен включать:

- В интервале вскрытого разреза – стандартный каротаж (КС – А2М0,5N, N0.5M2A), самопроизвольную поляризацию (ПС), кавернометрию, гамма-каротаж (ГК);
- В интервале продуктивной толщи в дополнение к перечисленным методам – индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование (МКЗ), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКП), акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК), ГК, модификации нейтронного каротажа – нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) или нейтронный гамма-каротаж (НГК); при наличии у обслуживающих геофизических организаций современной многозондовой аппаратуры комплекс ГИС можно было бы ограничить следующими методами – 2-х зондовый ИК, МБК, лито-плотностной каротаж, ГК, компенсированный нейтронный каротаж, АК.

Проведение этих видов каротажа должно поддерживаться отбором керна в этих скважинах.

После спуска эксплуатационной колонны и закачки цемента необходимо проведение акустической цементометрии с целью определения состояния цементного камня.

Для учета искривления ствола скважины и ориентирования его в пространстве необходимо проведение инклинометрии.

Комплекс методов ГИС по контролю за разработкой должен включать следующие виды каротажа.

В действующих эксплуатационных скважинах:

- по всему стволу скважины – термометрию и барометрию;
- в интервале перфорации – ГК для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий, локатор муфт и перфорационных отверстий (ЛМ, ИПО), высокочувствительную термометрию (ВТ), механическую (РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии, плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), замер насыщенности,

влагометрию (ВЛГ); в скважинах, расположенных вблизи ВНК 2-х зондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК); в зависимости от конкретной ситуации, возникшей в скважине в процессе разработки, комплекс может быть уточнен.

В нагнетательных скважинах комплекс включает:

- Термометрию и барометрию, проводимые по всему стволу скважины;
- В интервале перфорации – ГК, ЛМ, ИПО, РГД, резистивиметрию.

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе эксплуатации месторождения являются:

- Контроль за энергетическим состоянием объектов разработки;
- Контроль охвата выработкой продуктивного разреза;
- Изучение профилей притока пластового флюида;
- Выделение мест и профиля поглощения нагнетаемого агента;
- Определение текущего положения ВНК;
- Контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пласта, необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования – башмак НКТ должен находиться не менее 10 м выше верхних перфорационных отверстий, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя более 10 м.

ГИС по контролю в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

В скважинах, выходящих из консервации, необходимо выполнить исследования по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и качества цементажа.

В нагнетательных скважинах исследования выполняются непосредственно после пуска скважины в эксплуатацию и в последующем при изменении приемистости

Гидродинамические исследования пластов и скважин

Гидродинамические исследования методом восстановления давления – регистрации кривой восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ) и установившихся отборов (МУО) выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем – по мере необходимости.

Исследование методом установившихся отборов

В новых скважинах, вышедших из бурения, а также в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию и скважинах, переведенных с другого горизонта, следует проводить разовые исследования МУО с целью оценки начальных продуктивных

характеристик пластов.

В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней. С целью определения влияния снижения забойных давлений ниже давления насыщения на коэффициент продуктивности скважин и значений средних по объектам рациональных забойных давлений в добывающих скважинах, первые исследования МУО на новых скважинах должны проводиться при забойном давлении выше давления насыщения нефти газом.

Для получения достоверной информации по фильтрационной характеристике предлагается проводить исследования МУО не менее чем на 3-х режимах, с отработкой на каждом режиме до стабилизации забойного давления и дебита. Во время замера дебита на каждом режиме определять газовый фактор и отбирать поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводнённость.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируется КВУ с помощью эхометрирования.

При закрытии скважины на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учета притока жидкости к забою скважин после их закрытия.

Исследование КВД рекомендуется проводить в комплексе с исследованиями МУО для получения полного объема информации, используемой при интерпретации. При этом для того, чтобы соблюдалось важное условие – продолжительная работа скважины на установившемся режиме до закрытия на исследование, необходимо чтобы снятие КВД предшествовало исследованию МУО.

Замеры пластового давления и температуры

В новых и добывающих скважинах, вышедших из бурения, а также в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию и скважинах, переведенных с другого горизонта, (в том числе и законтурной области), осуществляются замеры пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

В переходящих добывающих скважинах необходимо проводить систематические замеры пластовых давления и температуры с периодичностью – 1 замер в полгода для контроля за текущим термобарическим состоянием пластов.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим скважинам и систематическими исследованиями в действующих скважинах не реже одного раза в полгода.

<u>Физико-химические исследования свойств нефти, нефтяного газа и воды</u>

Согласно РД 39-4-699-82 “Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” и “Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК” в обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;
- контроль за обводненностью нефти.

Исследования свойств пластовой нефти следует выполнять в соответствии с ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

По каждому скважино-объекту выполняются следующие виды исследований:

- опыт объемного расширения пластовой системы – определение значения коэффициента сжимаемости пластовой нефти и давления насыщения;
- опыт однократного разгазирования до стандартных условий – определение основных параметров пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- дифференциальное разгазирование пластовой нефти - получение графических зависимостей газосодержания, плотности, вязкости, объемного коэффициента нефти от давления при снижении давления ниже давления насыщения.

По пробам газа сепарации, выделившихся в процессе однократного и дифференциального разгазирования, следует определить их компонентные составы. Для расчета компонентного состава пластовой нефти нужно на хроматографе определить компонентный состав дегазированной нефти.

По разгазированным пробам нефти, сепарированных до стандартных условий, определить основные физико-химические свойства нефти: плотность, кинематическая вязкость, объемный выход фракций; температура застывания нефти, температура плавления парафинов, содержание асфальто-смолистых веществ и парафинов, содержание

воды, общей серы, метил- и этил меркаптанов, хлористых солей, механических примесей.

Отбор глубинных проб нефти нужно выполнить из двух сважинно-объектов каждогогоризонта месторождения Каратюбе.

По сепарированным пробам нефти и газа, полученным в процессе исследования, определить состав и свойства нефти и газа в соответствии с действующими стандартами.

Контроль за обводненностью продукции скважин рекомендуется производить ежемесячно.

Физико-химические исследования попутной воды

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки нефтяного месторождения при происходящих в этот период изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава,микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1) физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (pH), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^-; SO_4^{2-}; HCO_3^-; Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^++K^+), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
2) состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3) состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
4) микрокомпонентный состав.

Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

В таблице 9.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на месторождении Каратюбе.

Таблица 9. 1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ

№№ п/п	**Виды исследований**	**Периодичность**

1. Геофизические иследования		
1.1	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах
1.2	Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза (М 1:200) методами ПС (SP), КС, индукционный широкополосный многозондовый каротаж ВИКИЗ (HDIL/AIT), БК (DLL), МБК (MLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), АК (DT), литоплотностной каротаж ГГКП (ZDL)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах
1.3	Определение положения флюидных контактов и коллекторских свойств пластов-коллекторов RCI / MDT	По мере необходимости
1.4	Геофизические исследования в колонне: - уточнение выбора объекта и привязка к разрезу методами ЛМ (CCL), ГК (GR), ИНК (PNL), ТМ (TEMP); - контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходометрия, влагометрия, барометрия, резистивиметрия	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах. В процессе эксплуатации – по мере необходимости
1.5	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах. В процессе эксплуатации – по мере необходимости
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды		
2.1	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в два года
2.2	Отбор и исследование поверхностных проб нефти и газа	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.3	Отбор и исследование проб пластовой воды	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.4	Определение источников обводнения	Во всех действующих скважинах по мере необходимости

Продолжение таблицы 9.1

№№ п/п	**Виды исследований**	**Периодичность**
3. Гидродинамические и промысловые исследования		
3.1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам

3.2	Определение обводненности добываемой продукции	По скважинам с высокой обводненностью – раз в неделю, по остальным – не менее одного раза в месяц
3.3	Определение газового фактора	При $P_{пл} > P_{нас}$ – раз в год и при $P_{пл} < P_{нас}$ – ежемесячно
3.4	Определение пластового давления (статического уровня) и температуры	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в полугодие
3.5	Определение забойного давления (динамического уровня)	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в квартал
3.6	Исследования МУО (не менее 3-х режимов)	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.7	Исследования методом КВД	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.8	Исследование скважин и пластов на приемистость продуктивных пластов-коллекторов	Во всех добывающих скважинах, которые запланированы к переводу в нагнетательный фонд для закачки воды рекомендуется провести исследования по определению приемистости среднеюрских продуктивных горизонтов

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В соответствии с требованиями Главы 14 ст. 128 Экологического Кодекса РК «Физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

Во исполнение требований вышеуказанной статьи и требований природоохранных нормативных актов, правил ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля и требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля (утвержденный приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 7 сентября 2018 года № 356), недропользователь обязан проводить производственный экологический мониторинг на месторождении в соответствии с программой производственного экологического контроля. Однако, в настоящее время месторождение Каратюбе с 2008 года находится в консервации, в связи с чем производственный экологический мониторинг на месторождении не проводился.

При разработке данного раздела в основу положено сведение до минимума ущерба окружающей природной среде при проектируемых работах, а также обеспечение здоровых и безопасных условий труда обслуживающего персонала.

В разделе «Охраны недр и окружающей среды» представлены:

- мероприятия по защите атмосферного воздуха, недр, водных ресурсов, почв, растительного и животного мира и сведение до минимума ущерба окружающей природной среде при проведении данного вида работ;
- оценка экологического риска реализации намечаемой в данном проекте производственной деятельности.

Данный раздел выполнен в соответствии с требованиями действующих законодательных, нормативных и методических документов Республики Казахстан в области охраны недр и окружающей среды.

Для более углубленной и комплексной оценки потенциального воздействия на природную среду производственных работ разработан отдельный самостоятельный проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Каратюбе по состоянию на 01.11.2021 г.».

10.1. Характеристика воздействия на геологическую среду

- Возможные негативные воздействия на геологическую среду при реализации проекта следующие: при проведении буровых работ и обустройства скважин могут выражаться в нарушении сплошности пород;

- при эксплуатации скважин – загрязнении пород нефтью, пластовыми водами, нарушении естественного залегания горных пород.

При бурении скважин техногенное воздействие будет происходить на массив горных пород на всю глубину бурения скважин. Бурение производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой выбуренной породы на поверхность буровым раствором.

Основными загрязняющими веществами, воздействующими на геологическую среду в процессе нефтедобычи, является нефть и попутная пластовая вода. Попадание пластовых вод на поверхность чревато засолением водоисточников в результате инфильтрации и инфлюации в жидкой фазе. Наибольший вред окружающей среде при эксплуатации скважин могут оказать аварийные выбросы и фонтанирование нефтью, аварийные прорывы нефтепроводов и водопроводов.

При эксплуатации месторождения источником загрязнения может являться конструкция скважин. Принятая конструкция скважин позволяет качественное разобщение пластов и не допускает гидроразрыва пород. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. Особое внимание при строительстве скважин будет уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважин. Для повышения крепления скважины будут использованы различные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным геологическим условиям.

Таким образом, основным последствием воздействия при бурении и эксплуатации скважин на геологическую среду является загрязнение поверхности и верхних горизонтов подземных вод.

Принципиальный подход при проведении работ – это экологически безопасный процесс бурении и эксплуатации скважин, использование природосберегающей технологии добычи и бурения. Основные принципы такого подхода следующие:

- применение материалов, технических средств и технологических процессов с минимальным потенциалом загрязнения или активного воздействия на объекты природной среды;
- минимальные объемы образования отходов при проведении работ по эксплуатации и бурению скважин;
- максимальная утилизация, переработка и глубокое обезвреживание отходов для безопасного захоронения.

10.2. Охрана недр при разработке месторождений

К мероприятиям по охране недр следует отнести:

- Снижение потерь запасов нефти при эксплуатации месторождения (выбросы, открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- Организация работ по рекультивации земель;
- Предотвращение открытых нефтяных фонтанов;
- Исключение обводнения месторождения;
- Извлечение запасов нефти и сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

10.3. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Загрязнение атмосферы возможно в результате выделения вредных веществ и их выбросов в атмосферу.

С целью предотвращения загрязнения атмосферы необходимо: при бурении скважин, для хранения бурового раствора, использование герметичных емкостей; применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов нефти в атмосферу; применение герметичной системы сбора, транспорта и подготовки нефти; использование резервуаров для сбора нефти, которые обеспечат минимальное поступление углеводородов в атмосферу.

10.3.1. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Санитарно-защитная зона устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных документами государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования. Устройство санитарно-защитной зоны между предприятием и жилой застройкой является одним из основных воздухоохранных мероприятий, обеспечивающих требуемое качество воздуха в населенных пунктах.

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом Министра РК от 20.03.2015 г. № 237 раздел раздел 3 «Добыча руд, нерудных ископаемых, природного газа» пункт 12 подпункт 3 «производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов» санитарно-защитная зона для объектов нефтедобычи составляет не менее 500 метров, объект относится к 1 категории согласно Экологического кодекса.

10.3.2. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ.

Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- не допускать разлива ГСМ;
- хранение производственных отходов в строго определенных местах.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающего промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти,
- применение дренажной емкости для сбора и дренажа нефтепродуктов,
- контроль швов сварных соединений трубопроводов в соответствии со СНИП Ш-42-80,
- испытание аппаратуры и коммуникации на герметичность и прочность перед пуском,
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии),
- применение в технологической схеме серийно выпускаемого автоматизированного блочного оборудования (ГЗУ), соответствующего современным показателям технического уровня.

К мероприятиям, непосредственно направленным на сокращение выбросов вредных веществ относятся:

- «буферный» режим эксплуатации приема жидкости, отстоя нефти, отвода воды за счет применения автоматического регулирования уровня жидкости в резервуарах и разделе фаз (нефть-вода), который позволяет снизить валовые выбросы паров углеводородов из резервуаров в 5 раз; снижение концентрации пароуглеводородов за счет применения на резервуарах непромерзающих дыхательных клапанов, позволяющих удерживать избыточное давление в пределах колебания давления газовой подушки

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного

бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

10.4. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обваловка и бетонирование площадок;
- с целью контроля за расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- для обеспечения санитарно-эпидемиологической надежности хозяйственно-питьевого водоснабжения, воду перед подачей потребителю необходимо обеззараживать, а вокруг площадки водопроводных сооружений организовать санитарно-защитную зону.
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- на технологической площадке предусмотреть бордюры и дождеприемники;
- повторное использование буровых сточных вод после осветления.

10.5. Почвы

При строительстве и эксплуатации нефтяных скважин основными источниками загрязнения почво-грунтов являются:

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного раствора (гидроциклоны, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- емкости для хранения нефти;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);
- отходы процесса эксплуатации скважин;
- технологические емкости ГСМ;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;

- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);
- не герметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры;
- задвижки высокого давления;
- закупорка пласта при вторичном вскрытии;
- прорыв пластовой воды, нефти, конденсата, минерализованной воды.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ является:

- загрязнение в результате газопылевого осаждения из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ и эксплуатации скважин.

Во избежание попадания загрязнения в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, блоком ГСМ и др.) покрываются цементно-глинистым составом. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии.

Наиболее рациональным направлением утилизации буровых сточных вод является максимально возможное вовлечение их в систему оборотного водоснабжения с ориентацией на повторное использование для технических нужд бурения.

10.6. Растительный покров

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращении площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятии по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширение дорожного полотна;
- профилактические мероприятия осуществить, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд.

10.7. Животный мир

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор, не допускать их уничтожения или разрушения;
- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся, и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время;
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений транспорта;
- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.)
- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнении и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

10.8. Производственные отходы предприятия

Настоящим разделом рассматриваются отходы производства и потребления, которые образуются на этапе строительства и этапе эксплуатации рассматриваемых объектов.

Согласно ГОСТ 30772-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения», отходами производства являются: остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относят образующиеся в процессе производства попутные вещества, не находящие применения в данном производстве: вскрышные породы, образующиеся при добыче полезных ископаемых, отходы сельского хозяйства, твердые вещества, улавливаемые при очистке отходящих технологических газов и сточных вод, и т.п.

В отношении обращения с отходами Заказчик придерживается требований нормативных документов Республики Казахстан по охране окружающей природной среды. Складирование и обезвреживание отходов производится только в разрешенных местах, по согласованию с местными контролирующими органами.

Все отходы вывозятся подрядными организациями на договорной основе.

10.8.1. Мероприятия, направленные на снижение влияния отходов на окружающую среду

Комплекс проектных технических решений предусматривает подход к минимизации влияния отходов и включает в себя:

- исключение или снижение самой возможности образования отходов;
- повторное использование отходов;
- транспортировку отходов допустимым, с точки зрения экологической безопасности, образом на соответствующие объекты размещения отходов.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов проектом разработаны дополнительные организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления:

- содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;
- обеспечение надежной гидроизоляции технологических площадок под циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора;
- бетонирование площадки, устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ, склада реагентов для буровых растворов и стоянки автотранспорта;
- для предотвращения загрязнения почв химреагентами их транспортировку производить в закрытой таре, а хранение в специальном помещении с гидроизолированным полом;
- осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты;
- разработка методов очистки и восстановления отработанного бурового раствора в целях повторного использования для бурения новых скважин;
- проектирование надежных средств автоматизации и контроля технологических процессов приготовления цементных смесей, приготовления химических смесей для буровых растворов, обработки скважин соляной кислотой и другими реагентами;
- совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;
- разработка технологий, снижающих объемы образования и токсичность отходов, способствующих целям достижения нормативного объема размещения отходов;
- разработка методов нейтрализации парящих отходов;

- продолжение исследований методов переработки, использования бурового шлама.

10.9. Радиационная безопасность

Работы по разработке месторождения необходимо проводить в строгом соответствии с Гигиеническими нормативами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан №155 от 27.02.2015 г.; Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденный Приказом Министра национальной экономики РК №174 от 28 февраля 2015 года.

Согласно данному документу предусмотрены следующие мероприятия:

Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).

Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.

Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы, места разливов нефти.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения и самой нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

Мероприятия по охране недр, предусмотренные проектом

Общие задачи охраны недр

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр в процессе разработки месторождения Каратюбе. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при разработке месторождения и направлены на обеспечение высокой эффективности и безаварийности производства, более полного извлечения и использования углеводородного сырья.

Мероприятия по охране недр в процессе разработки месторождения Каратюбе предусматривают:

- применение методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи и т. д. по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр углеводородного сырья;
- предотвращение открытых нефтяных фонтанов:
- исключение обводнения месторождения;
- сохранение в чистоте водоносных горизонтов, предотвращение их истощения;
- сведение к минимуму потерь добытого углеводородного сырья при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти;
- извлечение запасов углеводородного сырья при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при разработке месторождения;
- для исключения миграции токсичных веществ в природные объекты должна предусматриваться инженерная система организованного сбора и хранения отходов недропользования с гидроизоляцией технологических площадок;
- при операциях по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;
- после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

ВЫВОДЫ

Специфика воздействия на окружающую среду ТОО «IC PETROLEUM» связана с добычей нефти и газа.

Согласно пункту 5.41 РНД 03.3.04.01-96, можно выдать следующие рекомендации:

1. С увеличением объемов работы и ростом нагрузок на оборудование и автотранспортные средства необходимо усилить воздухоохранные мероприятия;
2. Проводить инструментальный контроль за выбросами и динамические наблюдения от организованных источников.

В целом, экологическое состояние окружающей среды в районе влияния производственных объектов предприятия оценивается как удовлетворительное и соответствует природоохранному законодательству.

Выполнение всех требований в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Каратюбе географически расположено в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан.

На дату составления отчета на балансе ТОО «IC PETROLEUM» числятся 35 скважин (Г-3, Г-4, Г-6, Г-7, Г-14, Г-15, Г-16, Г-17, Г-18, Г-22, Г-29, Г-31, Г-38, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 306А, 307, 308, 311, 312, 314, 315, 317, 318, 321, 322, 323, 329, 332, 1-КН, К-2), из них разведочно-эксплуатационные - 17 скважин (302, 303, 304, 305, 308, 311, 312, 314, 315, 317, 318, 321, 322, 323, 329, 332, 1-КН); разведочные – 5 скважин (Г-17, Г-29, Г-31, Г-38, 301); поисковые - 5 скважин (Г-3, Г-4, Г-6, Г-7, Г-16); эксплуатационные - 2 скважины (306А, 307); 5 скважины поисковые; 1 скважина параметрическая (П-25), находящиеся в пределах горного отвода. Информация по 6 скважинам (Г-14, Г-15, Г-18, Г-22, К-2, 306) отсутствует.

Все скважины, которые находятся на балансе ТОО «IC PETROLEUM» находятся в консервации, кроме скважины Г-6, которая ликвидирована по техническим причинам.

За пределами горного отвода находятся 6 скважин (Г-30, Г-32, П-25, 309, 310, 328), из них разведочно-эксплуатационные - 3 скважин (309, 310, 328); параметрическая одна скважина (П-25). Информация по скважинам Г-30 и Г-32 отсутствует. Скважины 309, 310, 328 находятся в консервации, скважина П-25 ликвидирована по техническим причинам.

Поднятие Каратюбе выявлено в 1959-60 года в результате комплексных исследований, проводимых в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В комплексные исследования входили региональные и поисковые сейсмические работы (КМПВ, МОВ, РНП), структурно-геологическая съемка масштаба 1:50000, структурное и поисково-разведочное бурение.

Нефтяное месторождение Каратюбе открыто в 1965 году по результатам глубокого поисково-разведочного бурения. Промышленные залежи нефти выявлены на юго-восточном крыле структуры в надсолевом комплексе в верхнепермских, нижнетриасовых, средне- и нижнеюрских, нижнемеловых отложениях.

Первый промышленный приток нефти был получен в скв. Г-4. При опробовании в интервале 668-658,5 м в юрских отложениях были получены фонтанные притоки нефти дебитом 48,1 т/сут. при 7 мм штуцере.

На юго-восточном крыле месторождения Каратюбе по данным интерпретации материалов геолого-геофизических исследований установлена промышленная нефтегазоносность в верхнепермских, нижнетриасовых, юрских и меловых отложениях.

Всего на месторождении выделено 16 горизонтов. Промышленные залежи нефти связаны с отложениями: верхнепермскими, нижнетриасовыми, нижнеюрским, среднеюрским, нижнемеловыми.

На основании интерпретации сейсмических исследований МОГТ 3Д, комплеков ГИС по скважинам, данных корреляции разрезов по скважинам и по региону, и с учетом принятой в регионе стратификации, в надсолевом комплексе выделены продуктивные горизонты:

- в верхнепермских - один горизонт *I-$P_{2.}$*
- в нижнетриасовых – два горизонта *II-T_1, III–T_1*;
- в нижнеюрских - один горизонт *IV-J_1*,
- в среднеюрских четыре горизонта основных *V-J_2 V`-J_2, V``-J_2, V```-J_2, V1-J_2*;
- 5 горизонтов в барремских отложениях *VIII-b, IX-b, X-b. XI-b, XI^1-b*;
- 1 горизонт в готериве - *VII-K_1g*;
- один в аптских отложениях - *XII-a.*

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 55 пробам из 17 скважин. Состав и свойства нефти в пластовых отобрано и проанализировано 11 проб из 7 скважин. Состав и свойства пластовой воды – по 38 пробам из 12 скважин, состав растворенного газа в нефти – 10 проб из 8 скважин. Изучение коллекторских свойств по керну произведено по 296 образцам. Общая проходка с отбором керна составила 4264,9 м., линейный вынос 1460,8м или 34,3% от проходки с отбором керна.

В целом по месторождению Каратюбе запасы нефти составляют:

- по категории C_1 геологические – 8836 тыс.т., извлекаемые - 3482 тыс.т.;
- по категории C_2 геологические – 4617 тыс.т., извлекаемые – 1269 тыс.т.;

За пределами горного отвода запасы составляют:

- по категории C_1 геологические – 623 тыс.т., извлекаемые - 226 тыс.т.;
- по категории C_2 геологические – 1801 тыс.т., извлекаемые – 571 тыс.т.;

В целом по месторождению начальные запасы нефти составляют:

- по категории C_1 геологические – 9459 тыс.т., извлекаемые - 3708 тыс.т.;
- по категории C_2 геологические – 6418 тыс.т., извлекаемые – 1840 тыс.т.;

Недропользователю в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

- по переводу запасов нефти из категории C_2 в категорию C_1.
- продолжить отборы проб в поверхностных и пластовых условиях для уточнения физико-химических свойств нефти;
- по продуктивным горизонтам отобрать образцы керна и провести стандартные, специальные исследования;

- провести гидродинамические исследования в скважинах.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Рекомендуется на месторождении Каратюбе применить **«Технологию эксцентрического устьевого оборудования и контроля затрубного пространства».**

Технология контроля затрубного пространства

- С продолжением разработки месторождения, производительность скважин падает, и содержание воды в скважинной продукции повышается, снижается способность фонтанирования скважин, что влечет к увеличению количества скважин, работающих механизированным способом. После перевода скважин на механизированный способ, проход компоновки скважин не соответствует условиям спуска глубинных манометров, получение данных забойного динамического давления невозможно осуществить с обычной технологией спуска глубинного прибора.
- При исследовании затрубного пространства скважин, оборудованных глубинными насосами, приборы исследования спускают через специальные эксцентрические устьевые оборудования, используя комплектные наземные и глубинные приборы (с маленьким диаметром), НКТ спускают на одной стороне обсадной колонны, кабель и приборы исследования спускают через серповидное пространство до продуктивного пласта. Таким образом, при эксплуатации механизированных скважин имеется возможность получить новые достоверные данные, характеризующие состояния призабойной зоны скважины.
- Контроль затрубного пространства решает проблемы проведения исследований на скважинах с погружными насосами, с внедрением данной технологии появляется возможность осуществления исследований по определению забойного давления и температуры, производительности, содержанию воды, и других параметров скважины.

Описание эксцентрического устьевого оборудования

Эксцентрическое устьевое оборудование является специальным устьевым оборудованием для исследования затрубного пространства скважины, состоящим из крестовины, фланцев с быстроразъемным соединением, соответствующего клапана,

подвески НКТ с подшипником, герметичного кольца, патрубка, и других деталей. Отверстие исследования и НКТ можно вращать вокруг центра, при этом, меняя местоположение, что дает возможность решать трудности при спускоподъемных операциях, таких как, возникновение пробок и обматывание НКТ.

Возможности эксцентрического устьевого оборудования

- Спускать НКТ на одной стороне обсадной колонны при закачивании скважины, спускать кабель и приборы исследования через серповидное пространство до продуктивного пласта, и получать данные с забоев скважин.
- Для того чтобы кабель (трос) не обматывал НКТ, можно вращать эксцентрическое устье свободно, чтобы избежать обматывания, посадки и пробок.
- Эксцентрическое устье оборудовано герметичной установкой кабеля, для обеспечения нормальной работы при устьевых давлениях.

В связи с маленьким диаметром прохода тестирования, глубинный манометр должен выбираться также с соответствующим диаметром, для обеспечения свободного прохода при спускоподъемных операциях. С помощью выбора соответствующего оборудования, можно производить работы по определению профиля притока и поглощения, забойного давления и температуры.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и затраты по рекультивации земли.

13.1.Объемы и этапы ликвидационных работ

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

13.2. Расчет затрат на ликвидацию скважин

Организация работ по ликвидации скважин ан контрактной территории, которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях предусматривает следующие:

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество	Стоимость, в тысяч	Общая стоимость, в тысяч

				тенге	тенге
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	Мобилизация и демобилизация агрегата на 80км	комп	1	800	*
2	Монтаж и демонтаж передвижного агрегата грузоподъемностью	комп	1	242	*
3	Оплата труда бригады КРС	сутки	9	62	558
4	Амортизация оборудования	сутки	9	15	135
5	Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата	сутки	9	12	108
6	Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы	опер			
	Материалы:				
7	Цемент класса "G"	тн.	1,4	25	35
8	Ингибитор коррозии	литр	0,17	0,25	0,0425
9	Ингибитор H2S	25 кг.	0,06	6	0,36
10	Кислород	шт	50	7	350
11	Пропан	шт	30	10	300
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				**1486,4**

Примечание: *-затраты не включены в общую стоимость т.к. будут привлечено собственные агрегаты и другие транспортные средства.

Также в эту группу затрат входят укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец.техники:

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Стоимость ликвидации одной скважины составила 1 486 402,5 тенге.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разработки месторождения в 2046 года - 76 скважин

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

*76скважин *1 486 402,5 тенге*= 112966590*тенге*

13.3. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в виде норматива в размере 10% от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства.

Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ объектов обустройства представлена в таблице 13.3.1.

Таблица 13.3.1-Перечень и предполагаемая стоимость объектов обустройства

№ п/п	Наименование объекта обустройства	Стоимость демонтажных работ, тенге
1.	Ангар (Балкан)	643040
2.	Блок для впрыскивания ингибитора(помещение,+ дозатор)	65544
3.	Будка для насоса хоз.питьев воды ЖКХ,	6684
4.	Водопровод пожарный д-159,	97536
5.	Водопровод стальной д-159 1611,6 м, д-89мм 736,7 м,	371252
6	Емкость для воды 50 куб.м. в ЖК,	49428
7	Емкость для воды 50 куб.м. ЦПС,	49428
8	Емкость для воды-25 куб.м.,	23114
9	Емкость для воды-25 куб.м.,	23114
10	Емкость для хранения ГСМ (18 куб.м),	16002
11	Емкость дренажная 50 куб.м.,	77260
12	Емкость дренажная ЕП-16 №1 18 куб.м.,	77261
13	Емкость дренажная ЕП-16 №2 18 куб.м.,	77261
14	Емкость топливная 4,5 куб.м.,	13157
15	Жилком."Звездочка",	1038008
16	Здание насосной станции для воды,	11669
17	Здание операторной инв.№15312,	60605
18	ЛЭП высокого напряжения ВЛ-10 кВ; длина-10952 метра (3352м+7	851893
19	ЛЭП низкого напряжения 0,4 кВ; длина-4159 метров+1235м,	488366
20	Мачта для освещения №1,	29489
21	Мачта для освещения №2,	29489
22	Мачта для освещения №3,	29489
23	Модульное здание "офис" на базе 20 фут. контейнера 2,4*2,6,	112251
24	Насосная технологическая станция №1,	74446
25	Насосная технологическая станция №2,	128089

26	Нефтепроводы внутрипромысловые 9,587 км+2,18717км д-89мм,	1650178
27	Нефтепроводы промысловые 0,143 км д-73мм,	20624
28	Нефтепроводы промысловые 2,472км д-159 мм,	979040
29	Обьект пожаротушения,	7707460
30	ограждение из сетки рабицы вокруг ЦПН-2000метров,	104016
31	Отстойник горизонтальный ОГ-100,	1097733
32	Отстойник горизонтальный ОГ-100,	1097733
33	Отстойник горизонтальный ОГ-100,	66041
34	Печь ПП-0,63 (1 шт.) код КОФ28.21.12,	1261
35	Подогреватель путевой нефти автоматизированный ПП-063АЖ,	627575
36	Помещение для электрогенераторов дизельных,	46555
37	Резервуар РВС - 2000 м3	1538628
38	Резервуар РВС- объемом 400 м3 для хранения нефти,	595903
39	Резервуар РВС- объемом 400 м3 для хранения нефти,	595903
40	Резервуар для нефти обьемом 2000 м3,	1291015
41	Резервуар для нефти обьемом 2000 м3,	1291015
42	Система измерения уровня нефти TRL/2,	5021632
43	Система ППД (насос НБ-125),	525424
44	Система противопожар безопасности,резервуар парка и насосных,	13229
45	Система противопожарной безопасности, автоматич. в общежитии,	643040
46	Сооружение ГЗУ-1,	875600
47	Станок-качалка,	4620373
48	Технологич сборный коллектор 4,623км d-159 мм,	1027147
49	Технологич сборный коллектор 4,5км d-219х 8 мм,	1027147
50	Трансформаторы	195532
51	Трасформаторная подстанция	1414641
52	ТРК НАРА 27М1С Заправочная колонка,	40500
53	Устройство высокого напряжения КТП в/в,	305913
	Всего стоимость демонтажных работ	38558820

Таким образом, по данным таблицы видно, что планируемая ликвидационная сумма демонтажных работ объектов наземного обустройства составит 38 558 820 тенге.

13.4. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,3м.;
- норматив на производство земельных работ составляет 2 560 тенге.

Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил:

$$20м*20м*0,3м = 120\ м^3$$

Объем рекультивации на 76 скважин:

$$120м^3*76\ скважин=9120\ м^3$$

Стоимость рекультивации скважин составляет:

$$9120\ м^3*12\ 560\ тенге = 114\ 547\ 200,0\ тенге$$

13.5. Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе, в результате эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 75 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 729,63 тонн, согласно таблицы 13.5.1

Таблица 13.5.1-Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Общий вес металлолома, тонна
1	3	4
Резервуар 2000м3	7,92	79,2
Резервуар 400м3	6,85	34,25
Резервуар 50м3	6,46	19,38
Резервуар 6м3	0,75	1,5
НКТ	2,8	176,4
Фонтанная арматура	1,2	76,8
Прочее оборудование	342,1	342,1
Всего		729,63

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:

$$75\ 000\ тенге\ *729,63\ тонн = 54\ 722\ 250\ тенге$$

13.6 Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений в рамках проекта разработки может быть определен удельный норматив в тенге на 1 тонну добытой нефти. Суммарная добыча нефти за расчетный период разработки месторождения принимается из последних проектных документов, утвержденных уполномоченными органами Республики Казахстан.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.6.1.

Таблица 13.6.1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
1.	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тенге	112 966 590
		$	268 968,1
2.	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тенге	38558820
		$	91 806,7
3.	Стоимость рекультивации земли	тенге	114 547 200,0
		$	272 731,4
4.	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тенге	266 072 610,0
		$	633 506,2
5.	Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тенге	54 722 250,0
		$	130 291,1
6.	Сумма отчислений в ликвидационный фонд на период 01.2021-2046гг.	тенге	211 350 360,0
		$	503 215,1
7.	Суммарная добыча нефти действующего утвержденного проектного документа	тыс.тонн	1 268,1
8.	Предполагаемый удельный норматив отчислений в ликвидационный	тенге/тонна	166,7
		$/тонна	0,3968

Курс доллара, применяемый при переводе 420 тенге/доллар США

В таблице 13.6.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» разработки месторождения Каратюбе.

Таблица 13.6.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд
На месторождения Каратюбе по годам

Год	**Годовая добыча нефти, тыс.тонн**	**Удельный норматив отчислений, $/тонна**	**Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге**	**Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.$**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
2021	0,9	0,40	150,0	0,36
2022	7,8	0,40	1300,0	3,10
2023	16,9	0,40	2816,7	6,71
2024	44,2	0,40	7366,7	17,54
2025	58,8	0,40	9800,0	23,33
2026	72,9	0,40	12150,0	28,93
2027	79,6	0,40	13266,7	31,59
2028	78,2	0,40	13033,4	31,03
2029	75,9	0,40	12650,0	30,12
2030	72,8	0,40	12133,4	28,89
2031	70,4	0,40	11733,4	27,94
2032	67,6	0,40	11266,7	26,83
2033	65,4	0,40	10900,0	25,95
2034	62,8	0,40	10466,7	24,92
2035	60,3	0,40	10050,0	23,93
2036	56,2	0,40	9366,7	22,30
2037	53,6	0,40	8933,3	21,27
2038	50,9	0,40	8483,3	20,20
2039	48,3	0,40	8050,0	19,17
2040	42,3	0,40	7050,0	16,79
2041	35,2	0,40	5866,7	13,97
2042	34,1	0,40	5683,3	13,53
2043	32,4	0,40	5400,0	12,86
2044	30,3	0,40	5050,0	12,02
2045	25,5	0,40	4250,0	10,12
2046	24,8	0,40	4133,3	9,84
Всего за период 2020-2035гг.	1268,1		211350,4	503,22

По данным таблицы 13.6.2 видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда по разработки месторождения Каратюбе на период 2021-2046 годов составит 211 350 360,0 тенге или 503 215,1.$.

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации

последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Табличное приложение 4.2.1-Расчет капитальных вложений по варианту 1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол-во	Стоимость единицы с НДС	Всего стоимость с НДС	Распределение капитальных вложений по годам строительства							
						1	2	3	4	5	6	7	8
				тыс. $	тыс. $	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2041	2046
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I	**СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство**												
1	Бурение добывающей нефтяной скважины	скв.	2	589,4	1 178,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1 178,8	0,0	0,0	0,0
2	Перевод скважин в нагнетательный фонд	скв.	1	5,9	5,9	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Перевод скважин на другой объект	скв.	4	7,1	28,3	0,0	0,0	0,0	7,1	0,0	21,2	0,0	0,0
4	Ввод скважин из других категорий	скв.	5	7,1	35,3	14,1	14,1	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Дострел + перестрел интервалов перфорации	скв.	9	4,2	38,1	25,4	12,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Зарезка бокового ствола	скв.	3	117,9	353,6	0,0	235,8	117,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	14	4,4	62,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,4	8,9
8	Выбытие нагнетательных скважин	скв.	1	4,4	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0
	Итого на строительство скважин:				**1 706,7**	**45,5**	**262,6**	**124,9**	**7,1**	**1 178,8**	**21,2**	**57,8**	**8,9**
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				**1 706,7**	**45,5**	**262,6**	**124,9**	**7,1**	**1 178,8**	**21,2**	**57,8**	**8,9**
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				**1 523,9**	**40,6**	**234,5**	**111,6**	**6,3**	**1 052,5**	**18,9**	**51,6**	**7,9**

Табличное приложение 4.2.2-Расчет капитальных вложений по варианту 3

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол-во	Стоимость единицы с НДС	Всего стоимость с НДС	Распределение капитальных вложений по годам строительства								
						1	2	3	4	7	8	9	10	11
				тыс. $	тыс. $	2021	2022	2023	2024	2027	2028	2041	2046	2051
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I	**СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство**													
1	Бурение добывающей нефтяной скважины	скв.	3	589,4	1 768,2	0,0	1 768,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Перевод скважин в нагнетательный фонд	скв.	3	5,9	17,7	0,0	0,0	0,0	5,9	5,9	5,9	0,0	0,0	0,0
3	Ввод скважин из других категорий	скв.	4	7,1	28,3	14,1	7,1	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Дострел + перестрел интервалов перфорации	скв.	6	4,2	25,4	12,7	12,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Зарезка бокового ствола	скв.	4	117,9	471,5	235,8	117,9	117,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	12	4,4	53,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,9	26,7	17,8
7	Выбытие нагнетательных скважин	скв.	2	4,4	8,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,9
	Итого на строительство скважин:				**2 373,3**	**262,6**	**1 905,8**	**124,9**	**5,9**	**5,9**	**5,9**	**8,9**	**26,7**	**26,7**
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				**2 373,3**	**262,6**	**1 905,8**	**124,9**	**5,9**	**5,9**	**5,9**	**8,9**	**26,7**	**26,7**
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				**2 119,0**	**234,5**	**1 701,6**	**111,6**	**5,3**	**5,3**	**5,3**	**7,9**	**23,8**	**23,8**

Табличное приложение 4.2.3-Расчет капитальных вложений по варианту 4

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол-во	Стоимость единицы с НДС	Всего стоимость с НДС	Распределение капитальных вложений по годам строительства						
						1	2	3	4	5	6	7
				тыс. $	тыс. $	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2041
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	**СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство**											
1	Бурение добывающей нефтяной скважины	скв.	6	589,4	3 536,3	0,0	1 768,2	1 178,8	589,4	0,0	0,0	0,0
2	Перевод скважин в нагнетательный фонд	скв.	4	5,9	23,5	0,0	0,0	0,0	11,8	5,9	5,9	0,0
3	Перевод скважин на другой объект	скв.	2	7,1	14,1	0,0	7,1	0,0	7,1	0,0	0,0	0,0
4	Ввод скважин из других категорий	скв.	5	7,1	35,3	14,1	14,1	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Дострел + перестрел интервалов перфорации	скв.	7	4,2	29,7	17,0	12,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Зарезка бокового ствола	скв.	4	117,9	471,5	117,9	235,8	117,9	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	9	4,4	40,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0
8	Выбытие нагнетательных скважин	скв.	4	4,4	17,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,8
	Итого на строительство скважин:				**4 168,3**	**149,0**	**2 037,8**	**1 303,7**	**608,2**	**5,9**	**5,9**	**57,8**
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				**4 168,3**	**149,0**	**2 037,8**	**1 303,7**	**608,2**	**5,9**	**5,9**	**57,8**
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				**3 721,7**	**133,0**	**1 819,5**	**1 164,0**	**543,1**	**5,3**	**5,3**	**51,6**

Табличное приложение 4.2. 4-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Материальные затраты	Затраты на электроэнергию	Расход на транспортные средства	Фонд оплаты труда ППП	Услуги	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств, в % от остаточной стоимости	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	Затраты производственного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	30,16	26,18	0,8	105,9	5,5	17,2	315,3	62,6	54,5	230,8	848,9	874,4
2022	33,81	32,1	0,9	119,1	6,1	17,0	377,9	70,4	61,1	262,3	980,7	1 039,5
2023	34,21	34,1	0,9	123,6	6,2	15,9	394,6	73,0	61,8	266,7	1 011,0	1 101,9
2024	30,98	32,8	0,8	123,6	5,6	14,4	357,8	73,0	56,0	244,4	939,5	1 052,2
2025	35,26	31,1	0,9	136,8	6,4	17,8	541,7	80,8	63,7	278,9	1 193,4	1 372,4
2026	32,12	29,4	0,8	136,8	5,8	15,6	496,8	80,8	58,1	258,5	1 114,8	1 315,4
2027	29,09	27,5	0,7	136,8	5,3	13,5	449,3	80,8	52,6	235,8	1 031,4	1 247,9
2028	25,48	25,6	0,6	136,8	4,6	11,7	393,4	80,8	46,1	210,7	935,7	1 160,3
2021-2028 годы	**251,1**	**238,7**	**6,4**	**1 019,4**	**45,4**	**123,1**	**3 326,8**	**602,2**	**453,9**	**1 988,2**	**8 055,3**	**9 164,1**
2021-2048 годы	**406,8**	**476,3**	**10,3**	**3 080,2**	**73,6**	**180,4**	**5 787,9**	**1 819,8**	**735,3**	**3 646,6**	**16 217,3**	**21 027,0**

Табличное приложение 4.2. 5-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1

Годы	Расходы периода										Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Общие и административные расходы	Расход на транспортные средства	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Арендные затраты	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности АУП	Расходы по реализации УВ	Затраты на социальные проекты	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	6,9	2,6	114,0	4,0	11,1	2,2	229,0	35,0	17,0	4,1	10,3	20,2	456,2	469,9
2022	7,7	2,9	136,8	4,5	11,1	2,6	256,7	35,0	17,0	4,1	11,5	24,0	513,9	544,7
2023	7,8	2,9	136,8	4,6	11,1	2,6	259,7	35,0	19,0	6,4	11,6	24,0	521,6	568,5
2024	7,0	2,7	136,8	4,1	11,1	2,6	235,2	35,0	19,2	5,3	10,5	23,9	493,6	552,8
2025	8,0	3,0	148,2	4,7	11,1	2,9	267,6	35,0	17,4	4,1	12,0	25,9	540,0	621,0
2026	7,3	2,8	148,2	4,3	11,1	2,9	243,8	35,0	19,8	14,9	10,9	25,9	526,8	621,7
2027	6,6	2,5	148,2	3,9	11,1	2,9	220,8	35,0	18,1	4,6	9,9	25,8	489,3	592,0
2028	5,8	2,2	148,2	3,4	11,1	2,9	193,4	35,0	16,4	4,1	8,7	25,7	456,8	566,4
2021-2028 годы	**57,1**	**21,6**	**1 117,2**	**33,6**	**88,6**	**21,6**	**1 906,2**	**280,0**	**143,9**	**47,5**	**85,5**	**195,4**	**3 998,1**	**4 537,0**
2021-2048 годы	**92,4**	**35,1**	**3 374,4**	**54,5**	**310,0**	**65,1**	**3 088,0**	**980,0**	**245,7**	**102,2**	**85,5**	**586,2**	**9 019,0**	**11 984,6**

Табличное приложение 4.2. 6-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационных затрат	Производственная себестоимость (без налогов, расходов на реализацию) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта 7,5%
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	1 696,8	848,9	456,2	1 305,1	62,7	391,7	989,8	40,6	1 030,4	958,5
2022	1 902,2	980,7	513,9	1 494,5	62,3	407,7	1 116,7	234,5	1 351,2	2 127,7
2023	1 924,6	1 011,0	521,6	1 532,5	62,9	392,0	1 137,9	111,6	1 249,5	3 133,5
2024	1 743,0	939,5	493,6	1 433,0	67,6	309,9	1 075,2	6,3	1 081,5	3 943,3
2025	1 983,3	1 193,4	540,0	1 733,4	64,2	249,9	1 191,7	1 052,5	2 244,2	5 506,5
2026	1 806,9	1 114,8	526,8	1 641,6	70,0	165,3	1 144,8	18,9	1 163,7	6 260,5
2027	1 636,2	1 031,4	489,3	1 520,6	74,0	115,6	1 071,3	0,0	1 071,3	6 906,3
2028	1 433,2	935,7	456,8	1 392,6	81,7	40,6	999,2	0,0	999,2	7 466,5
2021-2028 годы	**14 126,1**	**8 055,3**	**3 998,1**	**12 053,4**	**67,7**	**2 072,7**	**8 726,6**	**1 464,3**	**10 190,9**	**7 466,5**
2021-2048 годы	**22 883,2**	**16 217,3**	**9 019,0**	**25 236,3**	**109,1**	**-2 353,1**	**19 448,4**	**1 523,9**	**20 972,2**	**11 100,6**

Табличное приложение 4.2. 7-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Материальные затраты	Затраты на электроэнергию	Расход на транспортные средства	Фонд оплаты труда ППП	Услуги	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств, в % от остаточной стоимости	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	Затраты производственного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	30,84	26,57	0,8	119,1	5,6	18,0	229,3	70,4	55,8	238,9	795,3	819,1
2022	43,87	38,9	1,1	150,0	7,9	24,3	459,3	88,6	79,3	338,8	1 232,1	1 306,0
2023	45,20	40,6	1,1	154,5	8,2	22,9	483,8	91,2	81,7	348,6	1 277,9	1 392,9
2024	40,44	38,0	1,0	154,5	7,3	21,0	433,4	91,2	73,1	316,6	1 176,7	1 317,9
2025	36,15	35,8	0,9	154,5	6,5	19,2	387,4	91,2	65,4	287,7	1 084,7	1 247,4
2026	33,07	34,0	0,8	154,5	6,0	17,6	354,4	91,2	59,8	266,8	1 018,3	1 201,6
2027	30,73	32,8	0,8	154,5	5,6	16,2	329,8	91,2	55,5	250,5	967,6	1 170,8
2028	28,86	32,1	0,7	154,5	5,2	14,9	310,1	91,2	52,2	237,2	927,0	1 149,4
2029	26,77	31,0	0,7	154,5	4,8	13,6	287,7	91,2	48,4	222,7	881,5	1 119,5
2030	24,71	29,9	0,6	154,5	4,5	12,5	265,6	91,2	44,7	208,6	836,8	1 087,8
2031	22,86	29,0	0,6	154,5	4,1	11,4	245,7	91,2	41,3	195,9	796,5	1 059,4
2021-2031 годы	**363,5**	**368,7**	**9,2**	**1 659,3**	**65,8**	**191,8**	**3 786,5**	**980,3**	**657,1**	**2 912,2**	**10 994,4**	**12 871,9**
2021-2052 годы	**599,8**	**804,8**	**15,2**	**4 355,6**	**108,6**	**279,5**	**6 378,1**	**2 573,2**	**1 084,3**	**5 176,5**	**21 375,6**	**29 485,0**

Табличное приложение 4.2. 8-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 3

Годы	Расходы периода											Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Общие и административные расходы	Расход на транспортные средства	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Арендные затраты	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности АУП	Расходы по реализации УВ	Затраты на социальные проекты	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	7,0	2,7	136,8	4,1	11,1	2,6	234,1	35,0	17,4	6,3	7,3	24,0	488,3	503,0
2022	10,0	3,8	171,0	5,9	11,1	3,3	333,0	35,0	17,4	6,3	10,3	29,9	636,9	675,1
2023	10,3	3,9	171,0	6,1	11,1	3,3	343,1	35,0	24,7	22,0	10,6	29,9	671,0	731,3
2024	9,2	3,5	171,0	5,4	11,1	3,3	307,0	35,0	25,4	6,5	9,5	29,8	616,7	690,7
2025	8,2	3,1	171,0	4,8	11,1	3,3	274,4	35,0	22,8	5,1	8,5	29,8	577,1	663,6
2026	7,5	2,9	171,0	4,4	11,1	3,3	251,1	35,0	20,3	4,8	7,8	29,7	548,9	647,6
2027	7,0	2,6	171,0	4,1	11,1	3,3	233,3	35,0	18,6	4,6	7,2	29,7	527,5	638,3
2028	6,6	2,5	171,0	3,9	11,1	3,3	219,1	35,0	17,3	4,6	6,8	29,6	510,6	633,2
2029	6,1	2,3	171,0	3,6	11,1	3,3	203,2	35,0	16,2	4,5	6,3	29,6	492,2	625,1
2030	5,6	2,1	171,0	3,3	11,1	3,3	187,6	35,0	15,1	4,3	5,8	29,6	473,8	615,9
2031	5,2	2,0	171,0	3,1	11,1	3,3	173,5	35,0	13,9	4,2	5,4	29,5	457,2	608,0
2021-2031 годы	**82,6**	**31,3**	**1 846,8**	**48,7**	**121,8**	**35,6**	**2 759,5**	**385,0**	**209,0**	**73,2**	**85,5**	**321,2**	**6 000,1**	**7 032,0**
2021-2052 годы	**136,3**	**51,7**	**4 833,5**	**80,3**	**354,2**	**93,3**	**4 553,4**	**1 120,0**	**352,8**	**144,5**	**85,5**	**835,9**	**12 641,3**	**17 745,0**

Табличное приложение 4.2. 9-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационных затрат	Производственная себестоимость (без налогов, расходов на реализацию) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта 7,5%
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	1 735,1	795,3	488,3	1 283,6	67,0	451,4	1 054,3	234,5	1 288,8	1 198,9
2022	2 467,7	1 232,1	636,9	1 869,0	59,4	598,8	1 409,7	1 701,6	3 111,3	3 891,2
2023	2 542,8	1 277,9	671,0	1 948,9	60,4	594,0	1 465,1	111,6	1 576,6	5 160,3
2024	2 275,1	1 176,7	616,7	1 793,4	64,2	481,7	1 359,9	5,3	1 365,2	6 182,6
2025	2 033,7	1 084,7	577,1	1 661,8	69,4	371,9	1 274,4	0,0	1 274,4	7 070,3
2026	1 860,4	1 018,3	548,9	1 567,1	73,9	293,3	1 212,7	0,0	1 212,7	7 856,1
2027	1 728,6	967,6	527,5	1 495,1	77,9	233,5	1 165,3	5,3	1 170,6	8 561,7
2028	1 623,3	927,0	510,6	1 437,6	81,7	185,7	1 127,5	5,3	1 132,8	9 196,8
2029	1 506,1	881,5	492,2	1 373,8	86,5	132,4	1 086,0	0,0	1 086,0	9 763,3
2030	1 390,2	836,8	473,8	1 310,6	92,0	79,6	1 045,0	0,0	1 045,0	10 270,3
2031	1 285,8	796,5	457,2	1 253,7	97,9	32,1	1 008,0	0,0	1 008,0	10 725,2
2021-2031 годы	**20 448,9**	**10 994,4**	**6 000,1**	**16 994,5**	**73,0**	**3 454,3**	**13 208,0**	**2 063,4**	**15 271,5**	**10 725,2**
2021-2052 годы	**33 742,3**	**21 375,6**	**12 641,3**	**34 016,9**	**104,6**	**-274,6**	**27 638,8**	**2 119,0**	**29 757,8**	**14 335,3**

Табличное приложение 4.2. 10-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 4

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Материальные затраты	Затраты на электроэнергию	Расход на транспортные средства	Фонд оплаты труда ППП	Услуги	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств, в % от остаточной стоимости	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	Затраты производственного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	29,77	25,70	0,8	119,1	5,4	26,4	218,4	70,4	53,8	232,1	781,9	805,4
2022	47,30	41,6	1,2	154,5	8,6	36,7	501,4	91,2	85,5	361,2	1 329,2	1 409,0
2023	58,09	51,7	1,5	176,5	10,5	41,2	747,0	104,3	105,0	438,4	1 734,2	1 890,3
2024	59,58	52,9	1,5	185,3	10,8	40,3	837,1	109,5	107,7	449,6	1 854,3	2 076,8
2025	51,33	47,7	1,3	185,3	9,3	35,1	722,2	109,5	92,8	394,7	1 649,2	1 896,6
2026	45,06	43,9	1,1	185,3	8,2	30,6	634,9	109,5	81,5	352,3	1 492,4	1 761,0
2027	40,01	41,0	1,0	185,3	7,2	26,7	563,7	109,5	72,3	317,7	1 364,5	1 651,0
2028	35,45	38,5	0,9	185,3	6,4	23,1	499,4	109,5	64,1	286,5	1 249,2	1 549,0
2029	31,26	36,1	0,8	185,3	5,7	20,0	440,3	109,5	56,5	258,0	1 143,4	1 452,2
2021-2029 годы	**397,8**	**379,1**	**10,1**	**1 562,2**	**72,0**	**280,1**	**5 164,4**	**922,9**	**719,2**	**3 090,5**	**12 598,4**	**14 491,2**
2021-2045 годы	**594,1**	**734,8**	**15,0**	**4 064,3**	**107,5**	**378,1**	**7 984,2**	**2 401,2**	**1 074,0**	**5 071,4**	**22 424,6**	**28 907,1**

Табличное приложение 4.2. 11-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 4

Годы	Расходы периода										Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Общие и административные расходы	Расход на транспортные средства	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Арендные затраты	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности АУП	Расходы по реализации УВ	Затраты на социальные проекты	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	6,8	2,6	136,8	4,0	11,1	2,6	226,0	35,0	16,8	5,3	6,4	24,0	477,3	491,6
2022	10,8	4,1	171,0	6,3	11,1	3,3	359,1	35,0	16,8	5,3	10,2	29,9	662,8	702,5
2023	13,2	5,0	193,8	7,8	11,1	3,7	441,0	35,0	26,6	23,5	12,5	33,9	807,0	879,7
2024	13,5	5,1	205,2	8,0	11,1	4,0	452,3	35,0	32,7	18,1	12,8	35,8	833,5	933,5
2025	11,7	4,4	205,2	6,9	11,1	4,0	389,6	35,0	33,5	12,0	11,0	35,7	760,1	874,1
2026	10,2	3,9	205,2	6,0	11,1	4,0	342,1	35,0	28,9	6,3	9,7	35,6	697,9	823,5
2027	9,1	3,4	205,2	5,4	11,1	4,0	303,7	35,0	25,4	5,9	8,6	35,5	652,2	789,1
2028	8,1	3,1	205,2	4,7	11,1	4,0	269,1	35,0	22,5	5,6	7,6	35,4	611,3	758,0
2029	7,1	2,7	205,2	4,2	11,1	4,0	237,3	35,0	19,9	5,3	6,7	35,4	573,8	728,8
2021-2029 годы	**90,4**	**34,3**	**1 732,8**	**53,3**	**99,6**	**33,4**	**3 020,2**	**315,0**	**223,0**	**87,2**	**85,5**	**301,1**	**6 075,8**	**6 980,8**
2021-2045 годы	**135,0**	**51,2**	**4 502,9**	**79,5**	**276,8**	**86,9**	**4 510,1**	**875,0**	**349,6**	**150,1**	**85,5**	**776,1**	**11 878,8**	**15 577,7**

Табличное приложение 4.2. 12-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 4

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационных затрат	Производственная себестоимость (без налогов, расходов на реализацию) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта 7,5%
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	1 675,0	781,9	477,3	1 259,2	69,6	415,8	1 040,8	133,0	1 173,8	1 091,9
2022	2 661,1	1 329,2	662,8	1 992,0	57,6	669,0	1 490,6	1 819,5	3 310,1	3 956,2
2023	3 267,7	1 734,2	807,0	2 541,3	55,8	726,4	1 794,3	1 164,0	2 958,3	6 337,5
2024	3 351,6	1 854,3	833,5	2 687,8	56,3	663,8	1 850,6	543,1	2 393,7	8 129,9
2025	2 887,5	1 649,2	760,1	2 409,3	62,0	478,2	1 687,1	5,3	1 692,4	9 308,8
2026	2 535,1	1 492,4	697,9	2 190,2	67,3	344,8	1 555,3	5,3	1 560,6	10 320,0
2027	2 250,7	1 364,5	652,2	2 016,6	73,0	234,0	1 452,9	0,0	1 452,9	11 195,7
2028	1 994,0	1 249,2	611,3	1 860,5	79,8	133,5	1 361,1	0,0	1 361,1	11 958,9
2029	1 758,3	1 143,4	573,8	1 717,3	87,7	41,1	1 277,0	0,0	1 277,0	12 625,0
2021-2029 годы	**22 380,9**	**12 598,4**	**6 075,8**	**18 674,2**	**65,6**	**3 706,8**	**13 509,7**	**3 670,1**	**17 179,9**	**12 625,0**
2021-2045 годы	**33 421,5**	**22 424,6**	**11 878,8**	**34 303,4**	**98,7**	**-881,9**	**26 319,2**	**3 721,7**	**30 041,0**	**16 858,4**

Табличное приложение 4.2. 13-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПН	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	%	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	1 696,8	989,8	525,1	1 514,9	181,9	391,7	355,3	0,0	355,3	630,0	630,0	0,0%	586,1	572,8	547,9
2022	1 902,2	1 116,7	481,7	1 598,3	303,9	407,7	346,9	0,0	346,9	490,3	1 120,3	0,0%	1 010,3	978,0	918,6
2023	1 924,6	1 137,9	426,3	1 564,3	360,3	392,0	320,0	0,0	320,0	603,0	1 723,4	0,0%	1 495,8	1 431,0	1 315,1
2024	1 743,0	1 075,2	363,6	1 438,8	304,2	309,9	249,1	0,0	249,1	600,6	2 324,0	0,0%	1 945,5	1 841,3	1 658,5
2025	1 983,3	1 191,7	467,2	1 658,9	324,4	249,9	185,1	0,0	185,1	-325,8	1 998,2	0,0%	1 718,6	1 639,0	1 496,5
2026	1 806,9	1 144,8	400,2	1 545,0	261,9	165,3	112,9	0,0	112,9	590,8	2 589,0	0,0%	2 101,4	1 972,5	1 751,9
2027	1 636,2	1 071,3	340,4	1 411,7	224,5	115,6	70,7	0,0	70,7	520,0	3 109,0	3,0%	2 414,8	2 239,3	1 947,4
2028	1 433,2	999,2	289,6	1 288,8	144,4	40,6	11,7	0,0	11,7	405,1	3 514,1	5,9%	2 642,0	2 428,3	2 079,9
2021-2028 годы	**14 126,1**	**8 726,6**	**3 293,9**	**12 020,5**	**2 105,6**	**2 072,7**	**1 651,6**	**0,0**	**1 651,6**	**3 514,1**	**3 514,1**	**5,9%**	**2 642,0**	**2 428,3**	**2 079,9**
2021-2048 годы	**22 883,2**	**19 448,4**	**4 923,8**	**24 372,1**	**2 201,3**	**-2 353,1**	**-2 793,4**	**0,0**	**-2 793,4**	**1 470,7**	**1 470,7**	**0,0%**	**2 399,9**	**2 339,4**	**2 111,1**

Табличное приложение 4.2. 14- Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПН	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс. $	тыс.$	тыс.$	тыс.$	%	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	1 735,1	1 054,3	554,2	1 608,5	126,6	451,4	426,1	0,0	426,1	421,0	421,0	0,0%	391,6	382,7	366,0
2022	2 467,7	1 409,7	726,4	2 136,1	331,6	598,8	532,4	0,0	532,4	-709,9	-289,0	0,0%	-222,7	-204,0	-170,7
2023	2 542,8	1 465,1	634,4	2 099,5	443,4	594,0	505,3	0,0	505,3	877,5	588,6	0,0%	483,7	455,3	406,3
2024	2 275,1	1 359,9	540,3	1 900,2	374,9	481,7	406,7	0,0	406,7	834,9	1 423,5	0,0%	1 108,9	1 025,6	883,6
2025	2 033,7	1 274,4	459,5	1 733,9	299,8	371,9	312,0	0,0	312,0	699,4	2 122,9	0,0%	1 596,0	1 459,8	1 231,3
2026	1 860,4	1 212,7	390,8	1 603,5	256,9	293,3	241,9	0,0	241,9	596,3	2 719,2	0,0%	1 982,4	1 796,4	1 489,1
2027	1 728,6	1 165,3	333,2	1 498,6	230,0	233,5	187,5	0,0	187,5	512,0	3 231,2	3,0%	2 291,0	2 059,1	1 681,6
2028	1 623,3	1 127,5	284,3	1 411,8	211,6	185,7	143,4	0,0	143,4	448,3	3 679,4	5,5%	2 542,3	2 268,3	1 828,1
2029	1 506,1	1 086,0	241,8	1 327,9	178,3	132,4	96,7	0,0	96,7	384,4	4 063,9	7,1%	2 742,9	2 431,3	1 937,4
2030	1 390,2	1 045,0	205,8	1 250,8	139,4	79,6	51,7	0,0	51,7	317,3	4 381,2	8,2%	2 896,8	2 553,6	2 015,9
2031	1 285,8	1 008,0	175,1	1 183,1	102,7	32,1	11,5	0,0	11,5	257,2	4 638,4	8,9%	3 012,9	2 643,8	2 071,1
2021-2031 годы	**20 448,9**	**13 208,0**	**4 545,8**	**17 753,8**	**2 695,0**	**3 454,3**	**2 915,3**	**0,0**	**2 915,3**	**4 638,4**	**4 638,4**	**8,9%**	**3 012,9**	**2 643,8**	**2 071,1**
2021-2052 годы	**33 742,3**	**27 638,8**	**5 544,3**	**33 183,1**	**2 818,5**	**-274,6**	**-838,3**	**0,0**	**-838,3**	**3 420,8**	**3 420,8**	**8,6%**	**2 938,7**	**2 638,2**	**2 104,0**

Табличное приложение 4.2. 15- Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 4

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПН	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	%	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	1 675,0	1 040,8	538,9	1 579,7	95,3	415,8	396,7	0,0	396,7	482,2	482,2	0,0%	448,5	438,3	419,3
2022	2 661,1	1 490,6	731,2	2 221,8	439,3	669,0	581,2	0,0	581,2	-736,9	-254,7	0,0%	-189,1	-170,7	-137,9
2023	3 267,7	1 794,3	796,3	2 590,6	677,1	726,4	591,0	0,0	591,0	174,0	-80,7	0,0%	-49,1	-39,9	-23,5
2024	3 351,6	1 850,6	758,6	2 609,2	742,4	663,8	515,4	0,0	515,4	809,4	728,7	0,0%	557,0	512,9	439,3
2025	2 887,5	1 687,1	645,8	2 332,9	554,5	478,2	367,3	0,0	367,3	1 084,2	1 812,9	0,0%	1 312,2	1 186,1	978,3
2026	2 535,1	1 555,3	550,0	2 105,3	429,7	344,8	258,9	0,0	258,9	888,5	2 701,4	0,0%	1 888,0	1 687,6	1 362,4
2027	2 250,7	1 452,9	467,7	1 920,7	330,0	234,0	168,0	0,0	168,0	731,7	3 433,1	3,8%	2 329,0	2 063,1	1 637,5
2028	1 994,0	1 361,1	397,8	1 758,9	235,1	133,5	86,5	0,0	86,5	585,9	4 019,0	6,5%	2 657,5	2 336,5	1 829,0
2029	1 758,3	1 277,0	338,3	1 615,3	143,0	41,1	12,5	0,0	12,5	452,8	4 471,8	8,1%	2 893,7	2 528,5	1 957,8
2021-2029 годы	**22 380,9**	**13 509,7**	**5 224,7**	**18 734,5**	**3 646,5**	**3 706,8**	**2 977,5**	**0,0**	**2 977,5**	**4 471,8**	**4 471,8**	**8,1%**	**2 893,7**	**2 528,5**	**1 957,8**
2021-2045 годы	**33 421,5**	**26 319,2**	**7 037,6**	**33 356,8**	**3 717,1**	**-881,9**	**-1 625,3**	**0,0**	**-1 625,3**	**2 637,1**	**2 637,1**	**5,3%**	**2 643,2**	**2 421,6**	**1 968,5**

Табличное приложение 4.2. 16- Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан													ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	40,6	88,7	4,9	-53,0	88,3	0,0	0,2	103,7	0,5	36,4	21,5	18,8	15,7	2,2	234,4	218,0	213,1	203,8
2022	45,5	99,6	28,1	-82,3	105,4	0,0	0,2	116,3	0,5	60,8	21,1	21,9	18,4	2,5	264,8	447,1	431,9	404,0
2023	46,0	101,7	13,4	-69,0	109,0	0,0	0,2	117,6	0,5	72,1	19,8	22,3	18,6	2,6	293,7	683,5	652,5	597,1
2024	41,7	96,8	0,8	-55,9	99,9	0,0	0,2	106,5	0,5	60,8	17,9	22,3	18,6	2,4	273,3	888,2	839,2	753,4
2025	47,4	106,4	126,3	-185,3	114,1	0,0	0,2	121,2	0,5	64,9	21,3	24,4	20,4	2,7	184,5	1 016,7	953,7	845,1
2026	43,2	103,2	2,3	-62,3	107,2	0,0	0,2	110,4	0,5	52,4	18,7	24,4	20,4	2,6	274,5	1 194,5	1 108,7	963,7
2027	39,1	97,2	0,0	-58,0	97,5	0,0	0,2	100,0	0,5	44,9	16,2	24,4	20,4	2,4	248,4	1 344,3	1 236,2	1 057,1
2028	34,3	91,5	0,0	-57,3	87,2	0,0	0,2	87,6	0,5	28,9	14,0	24,4	20,4	2,2	208,1	1 460,9	1 333,2	1 125,2
2021-2028 годы	**337,8**	**785,2**	**175,7**	**-623,1**	**808,5**	**0,0**	**1,7**	**863,4**	**4,3**	**421,1**	**150,6**	**182,7**	**152,8**	**19,5**	**1 981,6**	**1 460,9**	**1 333,2**	**1 125,2**
2021-2048 годы	547,2	1 825,9	182,9	-1 461,5	1 542,4	0,0	2,7	1 398,7	14,9	440,3	218,7	551,9	461,5	41,9	3 211,6	1 924,4	1 679,0	1 325,1

Табличное приложение 4.2. 17- Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан													ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх прибыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	41,5	95,0	28,1	-81,6	91,0	0,2	106,1	0,5	25,3	0,0	22,5	21,9	18,4	2,3	206,6	192,2	187,8	179,6
2022	59,0	124,9	204,2	-270,1	133,5	0,3	150,8	0,5	66,3	0,0	29,9	27,4	23,0	3,2	164,9	334,9	324,1	304,3
2023	60,8	130,4	13,4	-83,0	139,7	0,3	155,4	0,5	88,7	0,0	28,1	27,8	23,3	3,3	384,2	644,1	612,8	557,0
2024	54,4	121,6	0,6	-67,8	126,7	0,3	139,1	0,5	75,0	0,0	25,7	27,8	23,3	3,1	353,6	908,9	854,2	759,1
2025	48,6	114,8	0,0	-66,2	114,8	0,2	124,3	0,5	60,0	0,0	23,6	27,8	23,3	2,9	311,2	1 125,7	1 047,5	913,8
2026	44,5	109,9	0,0	-65,5	106,6	0,2	113,7	0,5	51,4	0,0	21,6	27,8	23,3	2,7	282,4	1 308,7	1 206,9	1 035,9
2027	41,3	106,2	0,6	-65,5	100,2	0,2	105,7	0,5	46,0	0,0	19,9	27,8	23,3	2,6	260,7	1 465,8	1 340,7	1 133,9
2028	38,8	103,3	0,6	-65,1	95,0	0,2	99,2	0,5	42,3	0,0	18,3	27,8	23,3	2,5	244,1	1 602,6	1 454,5	1 213,7
2029	36,0	100,0	0,0	-64,0	89,4	0,2	92,1	0,5	35,7	0,0	16,7	27,8	23,3	2,4	224,0	1 719,4	1 549,5	1 277,4
2030	33,2	96,8	0,0	-63,6	83,9	0,2	85,0	0,5	27,9	0,0	15,3	27,8	23,3	2,3	202,5	1 817,7	1 627,6	1 327,4
2031	30,7	93,9	0,0	-63,2	78,9	0,2	78,6	0,5	20,5	0,0	13,9	27,8	23,3	2,2	182,8	1 900,2	1 691,6	1 366,7
2021-2031 годы	**489,0**	**1 197,0**	**247,6**	**-955,5**	**1 159,6**	**2,4**	**1 249,9**	**5,9**	**539,0**	**0,0**	**235,6**	**299,8**	**250,9**	**29,3**	**2 816,9**	**1 900,2**	**1 691,6**	**1 366,7**
2021-2052 годы	**806,9**	**2 595,2**	**254,3**	**-2 042,5**	**2 084,9**	**4,0**	**2 062,4**	**17,1**	**563,7**	**0,0**	**342,4**	**785,7**	**657,6**	**58,4**	**4 533,5**	**2 365,0**	**2 006,7**	**1 519,7**

Табличное приложение 4.2. 18- Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 4

Годы	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$	тыс.$
2021	40,1	94,2	16,0	-70,1	88,5	0,2	102,4	0,5	19,1	22,0	21,9	18,4	2,3	205,1	190,8	186,4	178,3
2022	63,6	131,9	218,3	-286,6	143,2	0,3	162,7	0,5	87,9	30,0	27,8	23,3	3,4	192,4	357,2	345,4	323,8
2023	78,1	158,6	139,7	-220,2	176,2	0,4	199,7	0,5	135,4	33,3	31,7	26,5	4,0	387,5	669,2	636,6	578,6
2024	80,2	163,8	65,2	-148,8	181,8	0,4	204,9	0,5	148,5	32,3	33,4	27,9	4,1	485,0	1 032,4	967,9	855,9
2025	69,1	150,8	0,6	-82,4	159,8	0,3	176,5	0,5	110,9	28,1	33,4	27,9	3,8	458,9	1 352,0	1 252,8	1 084,1
2026	60,6	140,1	0,6	-80,1	142,7	0,3	155,0	0,5	85,9	24,6	33,4	27,9	3,4	393,7	1 607,1	1 475,0	1 254,3
2027	53,8	132,0	0,0	-78,1	128,9	0,3	137,6	0,5	66,0	21,4	33,4	27,9	3,2	341,1	1 812,7	1 650,0	1 382,5
2028	47,7	124,7	0,0	-77,0	116,4	0,2	121,9	0,5	47,0	18,6	33,4	27,9	3,0	291,9	1 976,4	1 786,2	1 477,9
2029	42,0	118,0	0,0	-76,0	104,9	0,2	107,5	0,5	28,6	16,1	33,4	27,9	2,7	245,9	2 104,7	1 890,5	1 547,8
2021-2029 годы	**535,2**	**1 214,2**	**440,4**	**-1 119,4**	**1 242,4**	**2,7**	**1 368,0**	**4,8**	**729,3**	**226,3**	**281,7**	**235,8**	**29,9**	**3 001,5**	**2 104,7**	**1 890,5**	**1 547,8**
2021-2045 годы	**799,3**	**2 456,6**	**446,6**	**-2 104,0**	**2 081,2**	**4,0**	**2 042,8**	**13,3**	**743,4**	**304,5**	**732,5**	**613,0**	**56,2**	**4 487,0**	**2 632,6**	**2 276,2**	**1 761,6**