

Товарищество с ограниченной ответственностью «JasylEnergy»

Товарищество с ограниченной ответственностью  
«Научно-производственный центр»  
(ТОО «НПЦ»)

УТВЕРЖДАЮ:  
Генеральный директор  
ТОО «Jasyl Energy»  
  
Рзиева З.А.  
2024 г.

**ДОПОЛНЕНИЕ  
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАНКЕТКЕН**  
(по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)

Договор №S-PE-522-23 от «23» октября 2023 г.  
Дополнительное соглашение № 1 от «01» июля 2024 г.

**Книга 1. Текст отчета**

Директор ТОО «НПЦ»



**Б.К. Сақауов**

г. Актау, 2024 г.

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

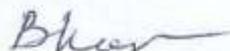
Директор ТОО «НПЦ»



Б.К. Сакаюв

**Ответственный исполнитель:**

Ведущий геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС, к.г.-м.н., доктор философии



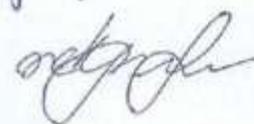
В.П. Котов

Ведущий геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС



Б.К. Төлеков

Старший геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС



Ж.А. Крымкулова

Ведущий геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС



М.С. Овсеенко

Ведущий инженер экономист проектирования и экономического анализа разработки месторождения УВС



Е.Б. Кожобеков

Начальник отдела проектирования экологии и охраны окружающей среды



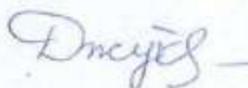
А.В. Драган

Ведущий эколог отдела проектирования экологии и охраны окружающей среды



Н.Т. Дергилева

Нормоконтролер



А.И. Джуксангалиева



## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>РЕФЕРАТ</b> .....	<b>18</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>23</b>
<b>1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ</b> .....	<b>24</b>
<b>2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	<b>27</b>
<b>2.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	<b>27</b>
2.1.1. <i>Литолого-стратиграфическая характеристика</i> .....	27
2.1.2. <i>Тектоника</i> .....	31
2.1.3. <i>Нефтегазоносность</i> .....	39
<b>2.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ</b> .....	<b>48</b>
2.2.1. <i>Характеристика толщин продуктивных горизонтов и их неоднородности</i> .....	48
2.2.2. <i>Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по керну и ГИС</i> .....	51
<b>2.3. СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ</b> .....	<b>54</b>
2.3.1. <i>Свойства нефти в пластовых условиях</i> .....	54
2.3.2. <i>Свойства и состав нефти в поверхностных условиях</i> .....	58
2.3.3. <i>Свойства и состав растворенного в нефти газа</i> .....	61
2.3.4. <i>Свойства и состав пластовой воды</i> .....	63
<b>2.4. ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА</b> .....	<b>65</b>
<b>2.5. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА</b> .....	<b>69</b>
<b>3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ</b> .....	<b>73</b>
3.1. <b>АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ</b> .....	<b>73</b>
3.1.1. <i>Результаты опробования скважин</i> .....	73
3.1.2. <i>Результаты гидродинамических исследований скважин</i> .....	79
3.2. <b>АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ</b> .....	<b>109</b>
3.2.1. <i>Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов</i> .....	109
3.2.2. <i>Характеристика отборов нефти, газа и воды</i> .....	115
3.2.3. <i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i> .....	119
3.2.4. <i>Характеристика энергетического состояния</i> .....	125
3.2.5. <i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i> .....	126
3.3. <b>ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ</b> .....	<b>129</b>
3.3.1. <i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i> .....	129
3.3.2. <i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки</i> .....	132
3.4. <b>ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ</b> .....	<b>132</b>
3.4.1. <i>Обоснование выделения эксплуатационных объектов</i> .....	132
3.4.2. <i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i> .....	135
3.4.3. <i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты</i> .....	137



3.4.4. <i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения</i> .....	138
3.4.5. <i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i> .....	140
3.5. <b>ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ</b> .....	141
<b>4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ</b> .....	<b>146</b>
4.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ .....	146
4.2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	149
4.2.1. <i>Доходы по проекту</i> .....	150
4.2.2. <i>Оценка капитальных вложений</i> .....	152
4.2.3. <i>Эксплуатационные затраты</i> .....	154
4.3. АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР.....	164
<b>5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ</b> .....	<b>166</b>
5.1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА .....	166
<b>6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА</b> .....	<b>168</b>
6.1. <b>ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН</b> .....	168
6.2. <b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ</b> .....	175
6.3. <b>РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН</b> .....	178
6.4. <b>РЕКОМЕНДАЦИИ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА</b> .....	183
6.5. <b>РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АГЕНТА</b> .....	184
<b>7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН</b> .....	<b>186</b>
7.1. <b>РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ</b> .....	186
7.1.1. <i>Рекомендации к конструкциям скважин</i> .....	186
7.1.2. <i>Требования к технологии и качеству цементирования скважин</i> .....	188
7.1.3. <i>Требования к производству буровых работ</i> .....	191
7.2. <b>ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН</b> .....	192
7.2.1. <i>Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии</i> .....	192
7.2.2. <i>Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии</i> .....	193
<b>8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ</b> .....	<b>197</b>



<b>9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>	<b>200</b>
9.1. КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН .....	200
9.2. КОМПЛЕКС ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ .....	202
9.3. КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ .....	204
<b>10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....</b>	<b>208</b>
10.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА .....	208
10.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ .....	209
10.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА И ЖИВОТНОГО МИРА .....	211
10.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ НЕГАТИВНОГО ДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ .....	213
10.5. ОХРАНА НЕДР .....	214
10.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ .....	215
10.7. ПРОТИВОЭПИДЕМИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ .....	217
<b>11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>219</b>
<b>12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....</b>	<b>222</b>
<b>13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ .....</b>	<b>223</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>225</b>
<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>227</b>



## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1-Характеристика установленных залежей месторождения Асанкеткен.....	44
Таблица 2.1.2-Обоснование водонефтяных контактов по установленным залежам месторождения Асанкеткен.....	45
Таблица 2.2.1-Характеристика толщин залежей месторождения Асанкеткен .....	50
Таблица 2.2.2-Характеристика неоднородности залежей месторождения Асанкеткен .....	50
Таблица 2.2.3-Характеристика коллекторских свойств и коэффициент нефтегазонасыщенности залежей юрских горизонтов .....	53
Таблица 2.2.4-Ряды распределения проницаемости по керну .....	53
Таблица 2.3. 1-Свойства нефти в пластовых условиях.....	57
Таблица 2.3. 2-Свойства и состав нефти в поверхностных условиях .....	60
Таблица 2.3. 3-Содержание в дегазированной нефти металлов .....	60
Таблица 2.3. 4-Свойства и состав растворенного в нефти газа.....	62
Таблица 2.3. 5-Физико-химические свойства и состав пластовых вод месторождения Асанкеткен .....	64
Таблица 2.3. 6-Содержание тяжелых металлов в пластовых водах месторождения Асанкеткен .....	64
Таблица 2.4.1-Виды исследований и количество изученных образцов керна .....	66
Таблица 2.4.2-Характеристика образцов, отобранных на специальный анализ .....	66
Таблица 2.4.3-Результаты определения остаточной водонасыщенности по ККД.....	68
Таблица 2.4.4-Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой .....	68
Таблица 2.4.5-Результаты определения фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода» .....	69
Таблица 2.4.6-Результаты определения смачиваемости пород на образцах керна из скважины АСК-3 .....	69
Таблица 2.5. 1-Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Асанкеткен по состоянию изученности на 01.07.2024 г.....	72
Таблица 3.1. 1-Результаты опробования скважин месторождения Асанкеткен .....	76
Таблица 3.1. 2-Начальные пластовые давление и температура по залежам, приведенные к отметкам водонефтяных контактов .....	77
Таблица 3.1. 3-Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов при фонтанном способе исследования .....	87
Таблица 3.1. 4-Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов при механизированном способе исследования.....	88
Таблица 3.1. 5-Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации кривой восстановления давления и уровней .....	108
Таблица 3.2.1-Характеристика пробуренного фонда месторождения Асанкеткен по состоянию изученности на 01.07.2024 г.....	111
Таблица 3.2.2-Характеристики эксплуатации добывающих скважин в динамике .....	111
Таблица 3.2.3-Характеристики эксплуатации добывающих скважин в динамике в целом по месторождению Асанкеткен.....	112
Таблица 3.2.4-Характеристики эксплуатации нагнетательных скважин в динамике в целом по месторождению Асанкеткен .....	112
Таблица 3.2.5-Динамика изменения коэффициентов использования и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин месторождения Асанкеткен .....	112
Таблица 3.2.6-Основные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен .....	118
Таблица 3.2.7-Состояние выработанности продуктивных горизонтов месторождения Асанкеткен по состоянию изученности на 01.07.2024 г.....	120



Таблица 3.2.8-Вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти месторождения Асанкеткен, определенные на основании нескольких характеристик вытеснения по состоянию изученности на 01.07.2024 г.....	120
Таблица 3.2.9-Динамика изменения средних пластовых и забойных давлений эксплуатационного объекта месторождения Асанкеткен .....	126
Таблица 3.2.10-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению Асанкеткен.....	128
Таблица 3.3. 1-Расчет коэффициента зональной неоднородности .....	130
Таблица 3.3. 2-Расчет коэффициента послойной неоднородности .....	130
Таблица 3.4. 1-Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта .....	134
Таблица 3.4. 2-Основные характеристики вариантов разработки месторождения Асанкеткен .....	136
Таблица 3.4. 3-Основные характеристики вариантов разработки месторождения Асанкеткен .....	141
Таблица 3.5. 1-Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат ..	144
Таблица 3.5. 2-Нормативы расчета бюджетной эффективности .....	145
Таблица 4.2.1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен. Рекомендуемый вариант разработки 2 .....	148
Таблица 4.2.2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Асанкеткен. Рекомендуемый вариант разработки 2 .....	148
Таблица 4.2.3-Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2 ..	151
Таблица 4.2.4-Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2.....	153
Таблица 4.2.5-Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2 .....	156
Таблица 4.2.6-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому варианту 2.....	157
Таблица 4.2.7-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2 .....	158
Таблица 4.2.8-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2 .....	159
Таблица 4.2.9-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2.....	161
Таблица 4.3.1-Сопоставление рентабельных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по вариантам разработки месторождения Асанкеткен .....	164
Таблица 4.3.2-Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по залежам, зонам насыщения и категориям по рекомендуемому варианту разработки 2 месторождения Асанкеткен .....	164
Таблица 4.3.3-Сопоставление утвержденных ГКЗ Республики Казахстан коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти с рекомендуемыми величинами по залежам, зонам насыщения и категориям месторождения Асанкеткен.....	165
Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели по вариантам .....	166
Таблица 5.1.2- Интегральные экономические показатели в расчетных (без учета инфляции) ценах .....	167
Таблица 6.1.1-Исходные параметры .....	171
Таблица 6.2.1-Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин .....	176
Таблица 6.4.1-Баланс сырого газа по месторождению Асанкеткен на 2024-2027 гг.....	184
Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция проектных оценочных скважин.....	187
Таблица 7.1.2-Оборудование устья скважин .....	187
Таблица 7.1.3-Рекомендации по цементированию обсадных колонн.....	190
Таблица 8.1.1-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по эксплуатационному объекту месторождения Асанкеткен .....	199



Таблица 9.1.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ .....	206
Таблица 11.1.1-Ожидаемые объемы сжигания сырого газа при испытаниях в 2025 г. проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8 .....	221
Таблица 13. 1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд .....	224
Таблица 13. 2-Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд.....	224



## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ.....	25
Рисунок 1.2-Выкопировка из Картограммы расположения Участка недр (Горного отвода) месторождения Асанкеткен.....	26
Рисунок 2.1.1-Фрагмент тектонической схемы Эмбенской нефтеносной области .....	35
Рисунок 2.1.2-Сводная структурная карта по кровле соли участка Асанкеткен .....	36
Рисунок 2.1.3-Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса .....	36
Рисунок 2.1.4-Глубинный сейсмический разрез через скважину АСК-1 .....	37
Рисунок 2.1.5-Схема структуризации периферийной ловушки Асанкеткен.....	38
Рисунок 2.1.6-Плановое положение тектонических нарушений в разрезе юрских горизонтов.....	38
Рисунок 3.1. 1-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины.....	78
Рисунок 3.1. 2-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины ....	78
Рисунок 3.1. 3-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-IV «Б». Дата исследования: 15-20.05.2013 г.....	91
Рисунок 3.1. 4-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-IV «Б». Дата исследования: 26-27.05.2013 г.....	91
Рисунок 3.1. 5-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-1. Горизонт Ю-V (1281,0-1287,0 м). Дата исследования: 27.09.2011-05.10.2011 гг. Первый этап исследований.....	92
Рисунок 3.1. 6-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-1. Горизонт Ю-V (1281,0-1287,0 м). Дата исследования: 27.09.2011-05.10.2011 гг. Второй этап исследований.....	92
Рисунок 3.1. 7-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-1. Горизонт Ю-V (1271,0-1277,0 м). Дата исследования: 14-31.01.2012 г.....	93
Рисунок 3.1. 8-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-1. Горизонт Ю-V (1266,5-1269,5 м). Дата исследования: 19-23.04.2012 г.....	93
Рисунок 3.1. 9-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-2. Горизонт Ю-V (1302,0-1305,0 м). Дата исследования: 08-14.04.2012 г.....	94
Рисунок 3.1. 10-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-2. Горизонт Ю-V (1295,0-1300,0 м). Дата исследования: 16-20.07.2012 г.....	94
Рисунок 3.1. 11-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-3. Горизонт Ю-V (1367,0-1372,9 м). Дата исследования: 24-26.01.2024 г.....	95
Рисунок 3.1. 12-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-4. Горизонт Ю-V (1315,0-1327,0 м). Дата исследования: 28.11.2018-29.12.2018 гг.....	95
Рисунок 3.1. 13-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-4. Горизонт Ю-V (1315,0-1327,0 м). Дата исследования: 31.03.2019-15.05.2019 гг.....	96
Рисунок 3.1. 14-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-4. Горизонт Ю-V (1315,0-1327,0 м, дострел 1303,8-1309,6 м). Дата исследования: 03-08.05.2021 гг.....	96
Рисунок 3.1. 15-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-4. Горизонт Ю-V (1303,8-1309,6 м). Дата исследования: 22.08.2021-07.09.2021 гг.....	97
Рисунок 3.1. 16-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-5. Горизонт Ю-V (1285,0-1288,0 м). Дата исследования: 09-15.03.2022 гг.....	97
Рисунок 3.1. 17-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-6. Горизонт Ю-V (1306,0-1315,0 м и 1317,0-1321,0 м). Дата исследования: 22-26.11.2023 гг.....	98
Рисунок 3.1. 18-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1382,0-1390,0 м). Дата исследования: 14-17.06.2012 гг.....	98
Рисунок 3.1. 19-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1369,9-1375,9 м). Дата исследования: 14-16.09.2012 гг.....	99
Рисунок 3.1. 20-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1351,9-1357,1 м). Дата исследования: 25-31.12.2012 гг.....	99



Рисунок 3.1. 21-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1351,9-1357,1 м). Дата исследования: 26-30.09.2018 гг. ....	100
Рисунок 3.1. 22-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1335,3-1339,5 м). Дата исследования: 17-22.04.2019 гг. ....	100
Рисунок 3.1. 23-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю2. Горизонт Ю-V (1345,0-1351,0 м). Дата исследования: 18-21.06.2012 гг. ....	101
Рисунок 3.1. 24-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю2. Горизонт Ю-V (1319,0-1320,7 м и 1325,1-1326,4 м). Дата исследования: 30.09.2018-03.10.2018 гг. ....	101
Рисунок 3.2.1-Динамика характеристик эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин месторождения Асанкеткен .....	113
Рисунок 3.2.2-Характеристики работы скважины АСК-3 после ввода в эксплуатацию на фоне средних характеристик эксплуатации в целом по месторождению Асанкеткен.....	113
Рисунок 3.2.3-Характеристики работы скважины АСК-5 после ввода в эксплуатацию на фоне средних характеристик эксплуатации в целом по месторождению Асанкеткен.....	114
Рисунок 3.2.4-Характеристики работы скважины АСК-6 после ввода в эксплуатацию на фоне средних характеристик эксплуатации в целом по месторождению Асанкеткен.....	114
Рисунок 3.2.5-Сопоставление фактических уровней годовых отборов нефти и текущей обводненности добываемой продукции с показателями без учета ввода новых скважин в эксплуатацию .....	117
Рисунок 3.2.6-Зависимость текущей обводненности добываемой продукции от степени выработанности утвержденных извлекаемых запасов нефти по Ю-IV «Б» и Ю-V по продуктивным горизонтам, а также в целом по месторождению Асанкеткен .....	121
Рисунок 3.2.7-Характеристика вытеснения по Камбарову. Скважина АСК-Ю1. Горизонт Ю-IV «Б» .....	121
Рисунок 3.2.8-Характеристика вытеснения по Назарову-Сипачеву. Скважина АСК-1. Горизонт Ю-V .....	122
Рисунок 3.2.9-Характеристика вытеснения по Пирвердян. Скважина АСК-3. Горизонт Ю-V .....	122
Рисунок 3.2.10-Характеристика вытеснения по Сазонову. Скважина АСК-4. Горизонт Ю-V .....	123
Рисунок 3.2.11-Характеристика вытеснения по Камбарову. Скважина АСК-5. Горизонт Ю-V .....	123
Рисунок 3.2.12-Характеристика вытеснения по Назарову-Сипачеву. Скважина АСК-6. Горизонт Ю-V .....	124
Рисунок 3.2.13-Характеристика вытеснения по Сазонову. Скважина АСК-Ю1. Горизонт Ю-V .....	124
Рисунок 3.2.14-Определение дополнительных вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти за счет ввода в эксплуатацию из бурения новых скважин....	125
Рисунок 3.3. 1-Геолого-статистические разрезы (ГСР): слева – по продуктивному горизонту Ю-IV «Б»; справа – продуктивному горизонту Ю-V .....	131
Рисунок 4.2. 1-Чувствительность проекта к изменению ВНД (IRR) по рекомендуемому варианту 2.....	163
Рисунок 4.2. 2-Чувствительность проекта к изменению ЧПС (NPV) по рекомендуемому варианту 2.....	163
Рисунок 6.3.1-Технологическая схема установки подготовки нефти месторождения Асанкеткен .....	182
Рисунок 11.1.1-Схема расположения пробуренных и проектных оценочных скважин.....	219



**СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

Табличное приложение 4.1. 1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен. Вариант разработки 1 .....	228
Табличное приложение 4.1. 2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Асанкеткен. Вариант разработки 1 .....	228
Табличное приложение 4.1. 3-Проектные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен. Вариант разработки 3 .....	229
Табличное приложение 4.1. 4-Характеристика основного фонда скважин месторождения Асанкеткен. Вариант разработки 3 .....	229
Табличное приложение 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 1 ....	231
Табличное приложение 4.2. 2-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 3 ....	231
Табличное приложение 4.2. 3-Расчет капитальных вложений по варианту 1 .....	232
Табличное приложение 4.2. 4-Расчет капитальных вложений по варианту 3 .....	232
Табличное приложение 4.2. 5-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1 .....	233
Табличное приложение 4.2. 6-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3 .....	234
Табличное приложение 4.2. 7- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1 .....	235
Табличное приложение 4.2. 8- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 3 .....	236
Табличное приложение 4.2. 9-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1 .....	237
Табличное приложение 4.2. 10-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 3 .....	238
Табличное приложение 4.2. 11-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1 .....	239
Табличное приложение 4.2. 12- Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 3 .....	240
Табличное приложение 4.2. 13-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1 .....	241
Табличное приложение 4.2. 14-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 3 .....	242



## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Номер прило- жения	Номер листа прилож- ения	Масштаб приложения	Степень секрет- ности прило- жения
1	2	3	4	5	6
1	Асанкеткен Средне-нормальный разрез	1	1	1:1000	н/с
2	Асанкеткен Геологический профиль по линии I-I	2	1	гор.1:5 000 верт.1:2 000	н/с
3	Асанкеткен Схема обоснования контактов	3	1	1:1000	н/с
4	Асанкеткен Подсчетный план горизонт Ю-Шб а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	4	1	1:10000	н/с
5	Асанкеткен Подсчетный план горизонт Ю-IVб а) Структурная карта по кровле коллектора б) Структурная карта по подошве коллектора в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	5	1	1:10000	н/с
6	Асанкеткен Подсчетный план горизонт Ю-V а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1	1:10000	н/с
7	Асанкеткен I-объект разработки а) Карта текщих отборов жидкости б) Карта накопленных отборов жидкости	7	1	1:10000	н/с
8	Асанкеткен Карта изобар	8	1	1:10000	н/с
9	Асанкеткен I-объект разработки Карта размещение пробуренных и проектных скважин по вариантам разработки а) вариант-1, б) вариант -2, в) вариант -3.	9	1	1:10000	н/с

*Всего 9 графических приложений, на 9 листах, в т.ч. 9несекретно.*



Приложение № 1 к ДОГОВОРУ № S-PE-522-23 от 19.10.2023г.  
на оказание услуг по подготовке проектной документации

### ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на оказание услуг по подготовке проектной документации по месторождению Асанкеткен

**1. Целевое назначение работ:** предоставление услуг по подготовке проектной документации по месторождению Асанкеткен:

- «Пересчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен»;
- Дополнение к Проекту разработки месторождения Асанкеткен;
- Проект Отчета о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Асанкеткен».

**2. Основание на проведение работ:**

- Контракт на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан, № 1117 от 04.03.2003г. Дополнения 1-25 к Контракту № 1117 от 04.03.2003г.;
- Кодексе Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.

**3. Краткая характеристика месторождения и проведенных работ:**

Нефтяное месторождение Асанкеткен административно находится на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Месторождение Асанкеткен было открыто в 2011 г. На месторождении Асанкеткен в результате бурения двух поисковых и двух разведочных скважин в отложениях средней юры, выявлено три залежи нефти, приуроченные к Ю-IIIБ, Ю-IVБ и Ю-V продуктивным горизонтам. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1040 до 1310 м.

В период с 15 мая 2013 г. по 20 октября 2014 г. месторождение находилось в пробной эксплуатации.

В 2013 г. был выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.09.2013 г.», утвержденный ГКЗ РК (протокол № 1383-14-У от 28.01.2014 г.).

Запасы нефти и растворенного газа (геологические/извлекаемые) по 3-м продуктивным горизонтам, установленным в отложениях средней юры (Ю-IIIБ, Ю-VIБ и Ю-V) составляют:

- нефти по категориям: C<sub>1</sub> - 1055 / 346 тыс. т; C<sub>2</sub> - 66 / 20 тыс. т.
- растворенного газа по категориям: C<sub>1</sub> – 27,4 / 9,1 млн. м<sup>3</sup>; C<sub>2</sub> – 1,1 / 0,3 млн. м<sup>3</sup>.

В 2014 г. была составлена «Технологическая схема разработки месторождения Асанкеткен по состоянию на 01.01.2014г.», которая утверждена Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК (Письмо исх. № 22-04-868-и от 08.08.2014г.).

На месторождении Асанкеткен выделено два объекта разработки: I объект разработки (основной) - горизонт Ю-V; II объект разработки - горизонт Ю-IVБ.

Месторождение находится в промышленной разработке с 21 октября 2014 г.

В 2015 г. был подготовлен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Асанкеткен», который был утвержден Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо 27-5-2605-и от 25.11.2015 г.) с уточненными технологическими показателями разработки на период 2015 г.

В 2018 г. был составлен «Анализ разработки месторождения Асанкеткен по состоянию на



01.09.2018 г.», рассмотренный и согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР МЭ РК №6/24 от 21.12.2018 г.) с уточненными технологическими показателями на период 2018–2020 гг.

На основании «Анализа разработки...» в конце 2018 года была пробурена и введена в эксплуатацию добывающая скважина АСК-4 на горизонт Ю-V.

В 2019 г. был составлен «Проект разработки месторождения Асанкеткен по состоянию на 01.02.2019 г.», который был согласован Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР № 11/12 от 28 июня 2019 г.) на период до 2028-гг. по третьему варианту разработки.

Согласно ПР-2019 г., предусмотрено объединение ранее выделенных объектов: I объект (горизонт Ю-V) и II объект (горизонт Ю-IVБ) в один эксплуатационный I объект – горизонты Ю-V и Ю-IVБ.

В 2021 году, выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Асанкеткен», по состоянию на 01.07.2021 г., в рамках контроля выполнения проектных решений, принятых в проектном документе на разработку месторождения, отражения новых геолого-гидродинамических данных, анализа текущего состояния разработки месторождения, выявления причин отклонений фактических показателей от проектных, выдача рекомендаций по выполнению проектных решений по разработке мероприятий, обеспечивающих планируемые уровни добычи нефти.

С учетом недостижения проектных показателей за 2019-2020 гг., основной причиной которых является отсутствие бурения проектной скважины АСК-5, в рамках вышеуказанного Авторского надзора, рекомендовано составить «Анализ разработки месторождения Асанкеткен», с целью уточнения технологических показателей, а также переносом даты бурения скважин АСК-3 и АСК-5.

Эксплуатационная наклонно-направленная скважина АСК-5 была закончена бурением в декабре 2021 года и введена в эксплуатацию на горизонт Ю-V в январе 2022 года.

В 2022 г. был составлен «Анализ разработки месторождения Асанкеткен», согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР № 34/7 от 4 ноября 2022 г.) с уточнением технологических показателей на 2023-2024 гг.

В рамках выполнения проектных решений в сентябре 2023 г. на месторождении была пробурена эксплуатационная скважина АСК-6, и начато бурение скважины АСК-3.

По состоянию на 01.09.2023 г. фонд пробуренных скважин на месторождении составляет 7 ед. Все скважины действующие. Добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом с использованием винтовых насосов (ВШНУ). В скважине АСК-2 ведется одновременная добыча и закачка.

#### **4. Перечень исходных данных, представляемых Исполнителю после подписания Договора на оказание услуг:**

- сведения о нефтепользователе;
- Подсчет запасов нефти и ТЭО КИН месторождения Асанкеткен по состоянию изученности на 01.09.2013 г.;
- Технологическая схема разработки месторождения Асанкеткен с проектом ПредОВОС (2014 г.);
- Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Асанкеткен (2015 г.);
- Анализ разработки месторождения Асанкеткен (2018 г.);
- Проект разработки месторождения Асанкеткен (2019 г.);
- Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Асанкеткен (2021 г.);
- Анализ разработки месторождения Асанкеткен (2022 г.);
- сведения о проведенных геологоразведочных работах на месторождении и данные по истории разработки;
- материалы бурения и исследования скважин: координаты, альтитуды, инклинометрия и данные о техническом состоянии всех пробуренных скважин, данные промышленно-геофизических, гидродинамических, химико-физических и пр. исследований скважин, сведения об отборе и результаты стандартных и специальных анализов керн, результаты анализов флюидов;



- другая информация, будет представлена согласно списку исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору.

## 5. Геологическое задание на составление отчета «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен в Атырауской области РК» (далее «Отчет»)

### 5.1. Цели и задачи Отчета:

- 5.1.1. Цель отчета: пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен по состоянию изученности 01.01.2024 г.
- 5.1.2. Основными задачами Отчета являются:
  - Сбор, систематизация оценка качества и обобщение геолого-геофизической и промышленовой информации, полученной в результате проведенных работ на месторождении;
  - Уточнение петрофизической модели и интерпретация материалов ГИС. Увязка данных керна и материалов ГИС. Выделение коллекторов, уточнение граничных значений коллекторов и характера их насыщения. Обоснование параметров ФЕС, и межфлюидальных контактов. Анализ достоверности выделения подсчетных параметров и определение их средневзвешенных величин по подсчетным объектам. Составление плашкетов геофизических характеристик продуктивных пластов в разрезе скважин;
  - Детальная корреляция продуктивных пластов по данным ГИС в новых скважинах с учетом ранее утвержденной модели месторождения, описания керна и его лабораторных исследований, результатов испытания скважин;
  - Построение геологической модели, уточнение строения месторождения, уточнение пространственных границ, установленных в разрезе месторождения залежей УВС;
  - Обоснование категорий запасов и подсчетных параметров;
  - Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен;
  - Подготовка отчета по подсчету запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен;
  - Представление и защита Отчета на рассмотрение в ГКЗ РК.

### 5.2. Состав и содержание Отчета

Состав и содержание Отчета должны соответствовать существующим положениям:

- «Форма геологического отчета по подсчету запасов углеводородов», утвержденная Приказом и.о. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 мая 2018 года № 419 «Об утверждении форм отчетов по геологическому изучению недр»;
- «Инструкция по оформлению отчетов о геологическом изучении недр Республики Казахстан» (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК №200 от 25.09.2020г);
- «Методика классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов, инструкций по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам» (Приказ и.о. Министра индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан №71 от 02.02.2023г).

### 5.3. Особые условия/требования

- В отчете необходимо в полном объеме использовать данные, представленные Недропользователем;
- Исходную геолого-промысловую информацию необходимо учесть по состоянию на 01.01.2024 г., а также любую дополнительную информацию, полученную до завершения работ по Отчету, результаты которой могут повлиять на объективную оценку количества и качества запасов углеводородов;
- Провести достоверный подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов.

### 5.4. Последовательность и этапы завершения работ

Основными этапами при выполнении Отчета являются:

- Рассмотрение Отчета на НТС ТОО «SA OIL (SA OIL)»;
- Аprobация Отчета в ЗКО ГКЗ МД «Запказнедра» и получение Заключения;



- Получение экспертных заключений от независимых экспертов ГКЗ РК и работа по устранению замечаний;
- Защита Отчета в ГКЗ РК.

#### 5.5. Количество экземпляров

- АО Национальная геологическая служба, фонды МД «Запказнедра» по 1 (одному) экземпляру на бумажном носителе и в цифровом виде на CD; Недропользователю – по 3 (три) экземпляра на бумажном и электронном носителе (на CD).

### 6. Техническое задание на составление «Дополнения к проекту разработки месторождения Асанкеткен» (далее «Проект»)

#### 6.1 Основные требования к Проекту:

6.1.1 Проект выполняется согласно действующим «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденным приказом №329 от 24.08.2018 г. и.о. Министра энергетики РК;

6.1.2 Исходную геолого-промысловую информацию необходимо учесть по состоянию на 01.01.2024 г., а также любую дополнительную информацию, полученную до завершения работ по проекту разработки месторождения, результаты которой могут повлиять на принятие проектных решений и выполнение технико-экономических расчетов;

6.1.3 Первый год расчета проектных технико-экономических показателей – 2024 г.;

6.1.4 Рассмотреть не менее трех вариантов разработки, включая варианты с ППД водой.

#### 6.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- Согласование Проекта с Заказчиком;
- Сопровождение Проекта при проведении независимой экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки;
- Защита Проекта на заседании ЦКРР РК.

### 7. Техническое задание на составление проекта Отчета о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Дополнению к проекту разработки месторождения Асанкеткен» (далее «Проект»)

#### 7.1 Состав работы:

7.1.1 Состав разделов Проекта и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций нормативно-правовых актов, действующих на дату составления Проекта.

#### 7.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- Согласование Проекта с Заказчиком;
- Организация и проведение общественной экологической экспертизы (общественные слушания) по месту административной принадлежности производственного объекта, согласно «Правилам проведения общественных слушаний», утвержденным приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286;
- Согласование Проекта в контролирующих органах согласно действующему законодательству и получение заключения Государственной экологической экспертизы.

### 8. Сроки выполнения работ по проектной документации:

- Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен в Атырауской области РК: сентябрь 2023 г. - март 2024 г.
- Дополнение к проекту разработки месторождения Асанкеткен: январь - июнь 2024 г.;
- Проект Отчета о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Асанкеткен»: февраль - апрель 2024 г.

### 9. Количество экземпляров:

- Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров каждого проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

### 10. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

10.1. Наличие лицензии на составление базовых проектных документов для месторождений



углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов (пункт 11), и составление технических проектных документов для месторождений углеводородов (пункт 12).

10.2. Наличие лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды;

10.3. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, и при необходимости, должны учитываться в проектной документации;

10.4. Подрядчик обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.

10.5. При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устранять замечания от имени Исполнителя с согласования с Заказчиком.

10.6. Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться с согласования Заказчика.

10.7. Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в Отчет после согласования с Заказчиком.

Заместитель главного геолога  
ТОО «5А OIL (5A OIL)»

Сугуров М.

ТОО «5А OIL (5A OIL)» ЖШС

Председатель Правления  
Касенов А.Б.



ТОО «НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР»  
«ҒЫЛЫМИ-ӨНДІРІСТІК ОРТАЛЫҒЫ» ЖШС

Директоры / Директор  
Сакауов Б.К.



**РЕФЕРАТ**

Право недропользования по Контракту № 1117 от «04» марта 2003 г. перешло к ТОО «JasyEnergy» от ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» (прежнее наименование – ТОО «Самек Интернешнл» и ТОО «Манаш Петролеум»), на основании Дополнения № 27 (регистрационный № 5344-УВС от «19» июня 2024 г.) к вышеназванному Контракту. Период разведки истекает «01» сентября 2025 г., а период промышленной добычи истекает «04» марта 2034 г. По месторождению Асанкеткен, согласно действующему проектному документу (13), прогнозные показатели завершаются «31» декабря 2028 г.

Горный отвод месторождения Асанкеткен (рег. № 646 Д-УВС от «06» июня 2024 г.) расположен в пределах блока XXVII-14-F в Жылыойском районе Атырауской области площадью 1,28 кв.км. Глубина Горного отвода – «минус» 1390,0 м.

В 2005-2007 гг. ТОО «Самек Интернешнл» в южной части блока Е проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2Д (1), с целью изучения геологического строения и выявления перспективных локальных структур на нефть и газ.

По результатам вышеназванных работ построены структурные карты по отражающим горизонтам: ОГ-III, ОГ-V, ОГ-VI и ОГ-PII.

В 2007-2010 гг. на блоке «А» и на площадях Бек-Беке, Кузбак, Акатколь и Сагиз, расположенных в пределах блока «Е», проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д компанией НПФ «ДАНК» (2).

По результатам интерпретации вышеприведенных работ были построены структурные карты по отражающим горизонтам: ОГ-III, ОГ-V, ОГ-VI и кровле продуктивного горизонта ОГ-Ю-V, а также была **выявлена структура Асанкеткен**.

В 2010 г. АО «АктюбНИГРИ» был разработан **«Проект на проведение поисково-разведочных работ»** (3), согласованный МГД «ЗапКазНедра» (протокол № 148/2010 от «17» июня 2010 г.). В рамках проектного документа, для изучения геологического строения разреза и оценки нефтегазоносности пермотриасовых отложений, на структуре Асанкеткен проектировалось бурение одной независимой (АСК-1) и трех зависимых (АСК-2, АСК-3 и АСК-4 поисково-разведочных скважин, глубинами 3500 м.

Месторождение **Асанкеткен открыто скважиной АСК-1**, пробуренной в 2011 г., в которой при опробовании интервала 1294-1297 м, приуроченного к среднеюрским отложениям (горизонт Ю-V), был получен приток нефти дебитом до 5,5 м<sup>3</sup>/сут.

По техническим причинам, проектный пермотриасовый горизонт в скважине не был вскрыт.

В 2011 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» разработан **«Проект поисковых работ на структуре Асанкеткен в пределах блока Е»** (4), который был утвержден Рабочей



группой по рассмотрению и утверждению проектных документов КГиН МИиНТ Республики Казахстан (*протокол № 266 от «25» ноября 2011 г.*). В рамках проектного документа было предусмотрено бурение проектных разведочных скважин АСК-Ю1 и АСК-Ю2 на юго-западном крыле структуры проектными глубинами 1350 м, а также уточнено местоположение ранее запроектированных зависимых скважин АСК-2, АСК-3 и АСК-4. На проектные скважины возлагалась задача прослеживания залежей нефти, установленной в скважине АСК-1.

В декабре 2011 г. пробурена зависимая скважина АСК-2, которая закончена бурением при забое 3412 м. В результате бурения скважины перспективность триасовых отложений не подтвердилась. В юрских отложениях были установлены нефтенасыщенные коллектора, приуроченные к залежи Ю-V продуктивного горизонта, как и в скважине АСК-1.

В 2012 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на «01» марта 2012 г.)»** (5), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1191-12-П от «17» мая 2012 г.). Вышеназванный отчет выполнен на основании данных сейсморазведки МОГТ-3Д, бурения и опробования скважин АСК-1 и АСК-2 по Ю-V продуктивному горизонту.

Государственным балансом запасов полезных ископаемых Республики Казахстан в оперативном порядке приняты запасы УВС в следующих количествах и объемах:

- нефти: геол./извл. (категория C<sub>1</sub>) – 992 / 411 тыс.т;
- растворенного газа: геол./извл. (категория C<sub>1</sub>) – 26 / 11 млн.м<sup>3</sup>.

В 2012 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» на основании вышеназванного оперативного подсчета запасов нефти и газа, разработан **«Проект пробной эксплуатации месторождения Асанкеткен»** (6), который был согласован ЦКРР и утвержден КГиН МИиНТ Республики Казахстан (письмо № 1704/4696-кгн от «07» декабря 2012 г.), сроком на 2 (два) года – 2013-2014 гг.

Пробная эксплуатация месторождения проводилась в период с августа 2013 г. по октябрь 2014 г.

В 2013 г., в рамках реализации задач по доразведке месторождения, поставленных в проекте пробной эксплуатации, на участке Асанкеткен проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, в объеме 20,71 кв.км полнократной съемки.

По результатам проведенных геологоразведочных работ и пробной эксплуатации месторождения, в 2013 г. составлен отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан**





разработки месторождения на 2015 г.

В 2018 г. был составлен отчет **«Анализ разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.09.2018 г.)»** (10), который был согласован ЦКРР (протокол № 6/24 от «21» декабря 2018 г.). В рамках отчета уточнены проектные технико-экономические показатели разработки месторождения на 2018-2020 гг.

На основании и рекомендации вышеназванного отчета (10), была введена в эксплуатацию на I-й эксплуатационный объект (Ю-V горизонт) из бурения скважина АСК-4.

В 2019 г. был подготовлен проектный документ **«Проект разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.02.2019 г.)»** (11), который был согласован ЦКРР (протокол № 11/12 от «28» июня 2019 г.).

В рамках проектного документа, по рекомендуемому варианту разработки 3, проектные технико-экономические показатели разработки месторождения утверждены на 2019-2028 гг. Вместе с тем, в рамках согласованного проектного документа, ранее выделенные два эксплуатационных объекта (продуктивные горизонты Ю-IV «Б» и Ю-V) были объединены в единый эксплуатационный объект.

В 2021 г. составлен отчет **«Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.07.2021 г.)»** (12). В рамках отчета было установлено, что причиной недостижения проектных показателей разработки является отсутствие ввода в эксплуатацию проектной скважины АСК-5 из бурения, ввиду чего рекомендовано составление отчета по анализу разработки месторождения, в рамках которого предлагалось перенести сроки бурения и ввода в эксплуатацию проектных скважин АСК-3 и АСК-5.

Эксплуатационная наклонно-направленная скважина АСК-5 была завершена бурением в декабре 2021 г. и введена в эксплуатацию на Ю-V продуктивный горизонт в январе 2022 г.

В 2022 г. ТОО «ViridiNavitas» составлен отчет **«Анализ разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)»** (13), который согласован ЦКРР (протокол № 34/7 от «24» ноября 2022 г.). В рамках отчета уточнены проектные технико-экономические показатели разработки месторождения на период 2023-2024 гг., при этом проектная нефтеотдача достигает 37,0 %, что больше утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величины 32,8 %. С целью вовлечения в разработку участков, не охваченных дренированием, рекомендована к бурению наклонно-направленная скважина АСК-6.

Назначение проектной наклонно-направленной скважины АСК-3 было изменено с



нагнетательной на добывающую.

Наклонно-направленные скважины АСК-6 и АСК-3 были пробурены в августе и октябре 2023 г. и введены в эксплуатацию в сентябре и ноябре 2023 г., соответственно.

В 2024 г. ТОО «Научно-производственный центр» составлен отчет «**Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)**» (15), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № \_\_\_\_-\_\_-У от «\_\_» ноября 2024 г.).

На основании утвержденного ГКЗ Республики Казахстан вышеупомянутого отчета по пересчету запасов УВС (15), разработано настоящее Дополнение к проектному документу на продолжение промышленной добычи на месторождении Асанкеткен.

В рамках настоящего Дополнения к проектному документу обосновано выделение одного эксплуатационного объекта, как и в предыдущих проектных работах (11, 13), в котором сосредоточены все запасы УВС промышленной категории В+С<sub>1</sub> месторождения:

- **I-й эксплуатационный объект** – залежи горизонтов Ю-IV «Б» и Ю-V.

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Асанкеткен, которые отличаются между собой реализацией геолого-технических мероприятий по дострелам интервалов и вводу скважин из бурения.

Проведенные результаты технико-экономической оценки рассмотренных трех вариантов разработки позволили **рекомендовать для практического продолжения реализации на месторождении Асанкеткен 2 вариант разработки**, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки.

По **рекомендуемому 2 варианту разработки** будет достигнута нефтеотдача 42,3 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 435,4 тыс.т, а рентабельный период разработки (10 лет) – 2024-2033 гг.

По установленным залежам, в целом по месторождению Асанкеткен соотношение начальных извлекаемых запасов нефти промышленной категории (В+С<sub>1</sub>) к предварительно оцененной (С<sub>2</sub>) составляет 97,9 % к 2,1 %.

Авторы настоящего проектного документа выражают глубокую благодарность руководству и главным специалистам ТОО «5А OIL (5А ОИЛ)» и ТОО «JasylEnergy» за оказанную помощь при сборе исходной геолого-промысловой информации и консультации в процессе работы.



## ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ **«Дополнение к Проекту разработки месторождения Асанкеткен»** подготовлен на основании Договора оказания услуг № S-PE-522-23 от «23» октября 2023 г. между ТОО «Научно-производственный центр» и ТОО «5А ОП» (прежний недропользователь), а также Дополнительного соглашения № 1 от «01» июля 2024 г. с ТОО «JasylEnergy» (недропользователь), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г. (16), «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (17) и «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (18).

Основанием для разработки настоящего Дополнения к проектному документу на продолжение промышленной добычи является составленный в 2024 г. ТОО «Научно-производственный центр» отчет **«Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)»** (15), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № \_\_\_\_ - \_\_-У от «\_\_» ноября 2024 г.).

Настоящее Дополнение к проекту разработки выполнено по состоянию изученности на 01.07.2024 г.

Целью разработки настоящего Дополнения к проектному документу является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Асанкеткен, на основе новых утвержденных запасов, в рамках вышеназванного отчета по пересчету запасов УВС (15).



## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**

В административном отношении месторождение Асанкеткен расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан (рисунок 1.1), приурочено к юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Атырау (200 км), железнодорожная станция Кульсары (35 км). Ближайшими разрабатываемыми месторождениями на северо-востоке является месторождение Айранколь, на северо-западе – месторождения Корсак и Ботахан.

В геоморфологическом отношении район месторождения представляет собой равнинную солончаковую низменность. Абсолютные отметки дневной поверхности изменяются от «плюс» 0-10 м до «минус» 16 м.

Климат района работ резко континентальный, с годовыми колебаниями температуры (от «плюс» 45 °С летом до «минус» 30 °С – зимой) и низкой влажностью. Осадки выпадают преимущественно в осенне-весенний период в количестве 150-230 мм. Резкая континентальность и засушливость климата обуславливают бедность территории поверхностными водами.

Гидрографическая сеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Экономика территории целиком и полностью ориентирована на нефтедобывающую отрасль. Аграрный сектор слабо развит и сдерживается недостатком пригодных для сельскохозяйственного производства обрабатываемых земель и полным отсутствием постоянных источников доброкачественных водных ресурсов.

Населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами и частично дорогами с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

Северо-западнее месторождения Асанкеткен протекает река Эмба, разливающаяся в период весеннего половодья и пересыхающая летом. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу из реки Урал, обеспечение технической водой – из добывающих скважин.



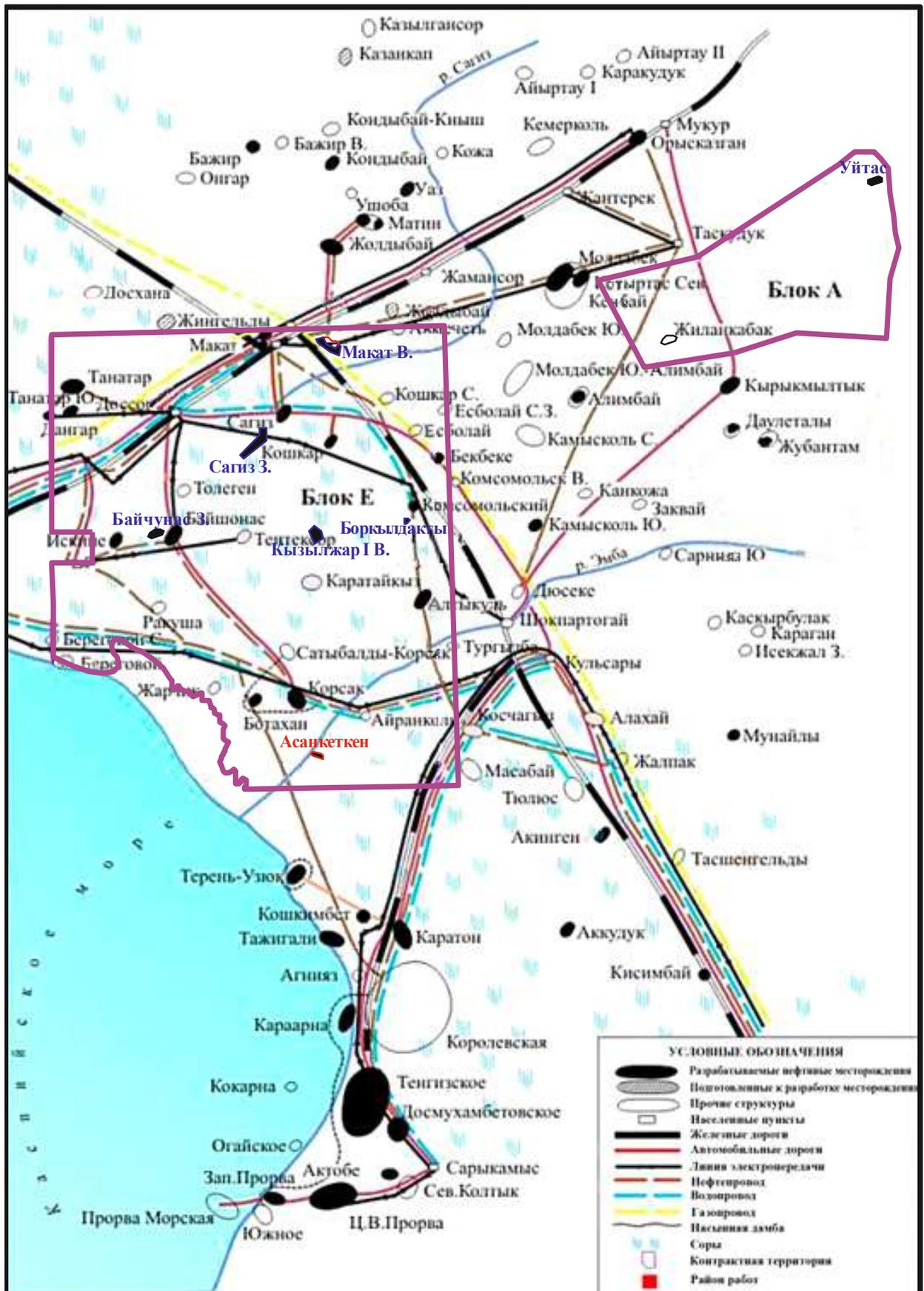


Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ



**Картограмма  
расположения горного отвода месторождения Асанкеткен  
в пределах блока XXVII-14-F(частично)**

Масштаб 1: 300 000

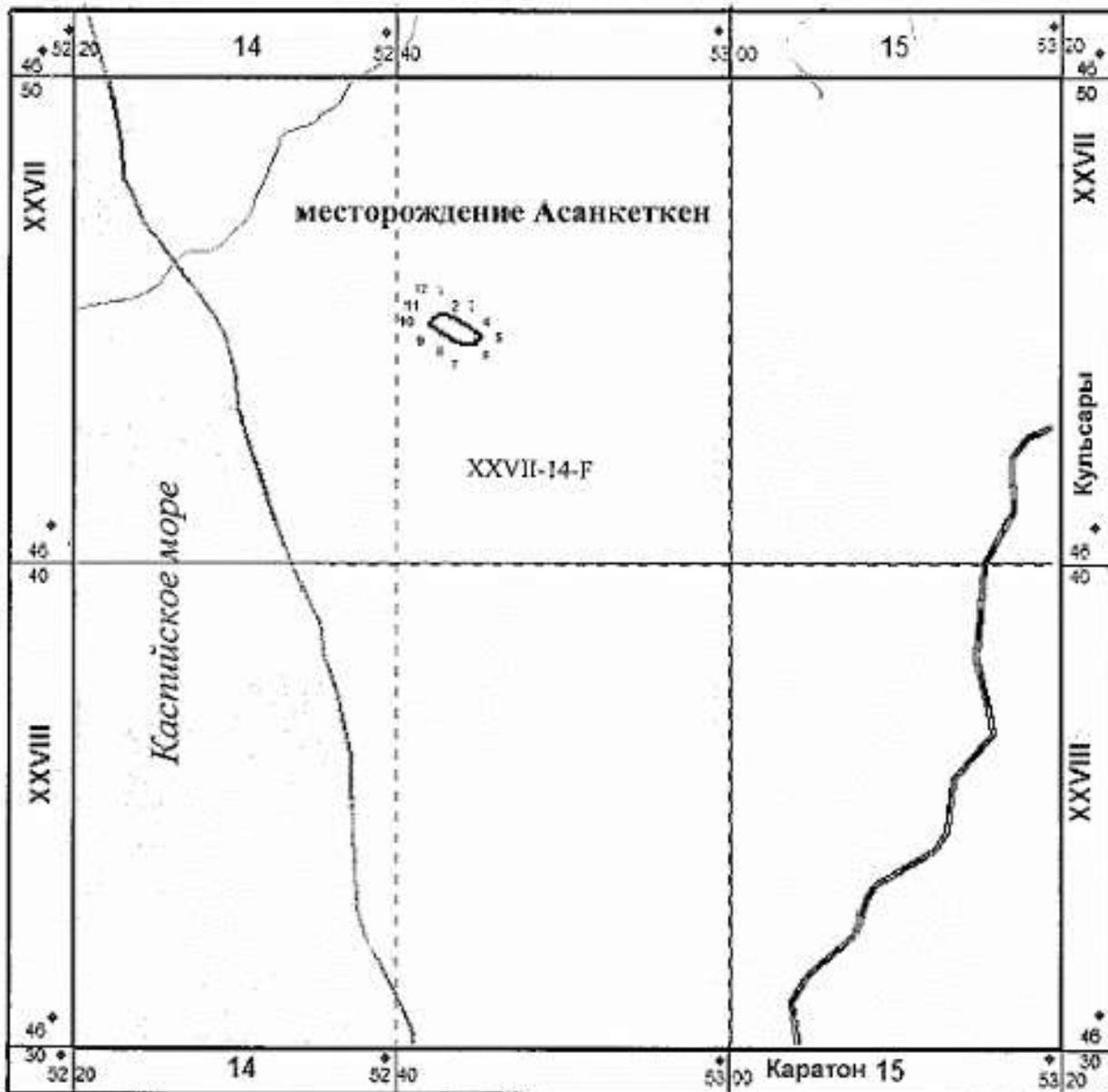


Рисунок 1.2-Выкопировка из Картограммы расположения Участка недр (Горного отвода) месторождения Асанкеткен



## **2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1. Характеристика геологического строения месторождения**

#### ***2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика***

В пределах месторождения Асанкеткен, пробуренными скважинами вскрыты только надсолевые отложения, представленные терригенными и карбонатными породами от пермотриасового до четвертичного возраста включительно.

Литологическая характеристика разреза составлена на основании данных ГИС, керна, отобранного из скважин при бурении, а также по аналогии с разрезами соседних месторождений Айранколь, Боркылдакты.

Геолого-геофизическая и литологическая характеристики разреза показаны на сводном геолого-геофизическом разрезе.

Вскрытый скважинами разрез начинается (снизу-вверх) породами пермотриасового возраста.

#### **Пермотриасовая система (РТ)**

Отложения триасовых пород рассматриваются совместно с верхнепермскими образованиями, которые со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми.

Литологический пермотриасовый комплекс представлен переслаиванием глин и аргиллитов с редкими прослойками угля, песчаников, алевролитов и известняков.

Аргиллиты и глины многоцветные, в основном от темно-оливково-серых до средне-темно-серых, редко красновато-коричневых. Глины средне-темно-серые, умеренно твердые, алевролитистые, кремнистые. Аргиллиты светло-коричневато-серые и красновато-коричневые, мягкие.

Песчаники светло-серые, коричневато-серые, нецементированные, твердые, средне- и крупнозернистые, плохо сортированные и состоят из кварца, обугленных растительных остатков, пирита.

Угли коричневато-черные и умеренно твердые, глыбистые, иногда субсланцеватые, раковистые и стекловидные.

Алевролиты от оливково-серых до коричневато-серых, карбонатные, а иногда песчанистые и глинистые, переходящие в песчаники и глины.

Известняки от грязно-белых до светло-серых и светло-коричневато-серых, песчанистые и алевролитистые, переходят в песчаник и алевролит.

Вскрытая толщина составляет 1303\*-1885,1\* м.

#### **Юрская система (J)**

В разрезе юрских отложений выделены три отдела: нижний, средний и верхний.



### ***Нижний отдел (J<sub>1</sub>)***

Вскрытый разрез представлен массивными песчаниками и реже аргиллитами.

Песчаники светло-серые с разноцветными обломками в нижней части данного разреза, слабо сцементированные, средне- и крупнозернистые, в основном, состоят из кварца, пирита и кремнистого сланца.

Аргиллиты светло-серые, мягкие, дисперсные, аморфные и иногда алевритистые.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется от 106,0 м (АСК-1) до 111,2 м (АСК-5).

В подошвенной части нижнеюрских отложений стратифицируется отражающий горизонт V.

### ***Средний отдел (J<sub>2</sub>)***

Отложения среднеюрского возраста представлены тонко переслаивающимися аргиллитами и песчаниками с периодически встречающимися углями, известняками.

Аргиллиты от светло-серых до серых с увеличивающимся содержанием карбонатов и переходящие в оливково-коричневые угли, мягкие, сильно дисперсные и аморфные, от умеренно до сильно известковистых.

Песчаники от светло-серых до светло-зеленовато-серых цветов, слабо сцементированные.

Известняки от светло-серых до серых цветов, а иногда темно-серые, умеренно твердые.

Угли коричневатые-черные, от крепких до твердых, по форме от субслоистых до землистых, и иногда с раковистым изломом.

В среднеюрском разрезе выделены горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III «А», Ю-III «Б», Ю-IV «А», Ю-IV «Б» и Ю-V, из которых только в трех горизонтах Ю-III «Б», Ю-IV «Б» и Ю-V установлены залежи нефти.

Толщина отложений варьирует от 491,0 м (АСК-6) до 536,0 м (АСК-3).

### ***Верхний отдел (J<sub>3</sub>)***

Верхнеюрский разрез представлен известняками, у основания разреза переходящими в известковистые аргиллиты.

Известняки светло-серые, твердые, включают аргиллиты, иногда микрокристаллические.

Ниже по разрезу известняки становятся сильно глинистыми и переходят в аргиллиты, от серых до темно-серых, мягкие, сильно дисперсные и аморфные, сильно известковистые и переходят в глинистый известняк.



Толщина верхнеюрских отложений изменяется от 69,0 м (АСК-3) до 76,9 м (АСК-Ю2).

### **Меловая система (К)**

Меловая система представлена двумя отделами: нижним, верхним. Отложения характеризуются двумя различными по осадконакоплению фациями: нижней – морской и верхней – континентальной.

#### ***Нижний отдел (K<sub>1</sub>)***

Нижнемеловой отдел представлен: неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами.

#### ***Неокомский надъярус (K<sub>1nc</sub>)***

Отложения неокомского надъяруса залегают на размытой поверхности верхнеюрских пород и представлены в объеме готеривского и барремского ярусов.

*Готеривский ярус (K<sub>1g</sub>)* литологически представлен переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Песчаники светло-зеленовато-серые и от несцементированных до хрупких, от микро- до среднезернистых, умеренно сортированы и состоят из кварца, пирита, слюды, хлорита.

Алевролиты светло-серые, крепкие, глинистые и переходят в алевролитистый аргиллит.

Аргиллиты средне-серые, от мягких до крепких, дисперсные, алевролитистые и часто переходят в глинистый алевролит.

Редкие конгломератные брекчии несцементированы и состоят из чистых, прозрачных, полупрозрачных, белых, светло-коричневых обломков. Обломки обычно угловатые, а иногда от субугловатых до субокатанных. Брекчии в основном состоят из микрокристаллического доломита, кварца, кремнистого сланца и литокластов.

Толщина готеривского яруса изменяется от 58,2 м (АСК-Ю2) до 66,0 м (АСК-6).

*Барремский ярус (K<sub>1br</sub>)* литологически сложен переслаивающимися аргиллитами, песчаниками и реже известняками.

Аргиллиты коричневатокрасные, светло-зеленовато-серые, слабо- до известковистых и клейкие.

Песчаники светло-зеленовато-серые с разноцветными обломками и от плохо сцементированных до несцементированных, средне- до крупнозернистых с частой галькой и умеренно сортированы. В основном состоят из прозрачных до полупрозрачных зерен кварца, разноцветных литокластов, редко пирита и слюды.



Известняки от грязно-белых до очень светло-серых, мягкие и дисперсные, сильно песчанистые и переходят в известковистый песчаник.

Толщина барремского яруса колеблется от 201,5 м (АСК-1) до 226,0 м (АСК-6).

*Аптский ярус (K<sub>1a</sub>)* залегает на размытой поверхности барремского яруса и сложен массивными аргиллитами с редкими прослоями известняков и песчаников.

Аргиллиты серые, ниже по разрезу становятся темно-серыми, мягкие и сильно дисперсные, карбонатные и пиритизированные, иногда слегка известковистые.

Песчаники от светло-серых до светло-зеленовато-серых, несцементированные, средне-крупнозернистые, умеренно сортированы и состоят из прозрачных до полупрозрачных кварцевых зерен, пирита, глауконита, литокластов и обугленных остатков.

Толщина аптского яруса колеблется от 122,5 м (АСК-2) до 150,0 м (АСК-6).

*Альбский ярус (K<sub>1al</sub>)* можно разделить на верхний крупнообломочный комплекс и нижний, преимущественно аргиллитовый комплекс с некоторым количеством песчаников. Известняки присутствуют по всему альбскому разрезу.

Верхний крупнообломочный комплекс состоит из переслаивающихся песчаников и аргиллитов.

Песчаники светло-зеленовато-серые, от несцементированных до умеренно твердых, сцементированные известковистым и алевритистым цементом, зернистые и состоят из прозрачных, полупрозрачных кварцевых зерен, глауконита, слюды, литокластов, пирита, обугленных остатков, реже фосфорита.

Аргиллиты серые, мягкие, сильно дисперсные, аморфные, карбонатные, алевритистые и песчанистые.

Нижний комплекс в основном состоит из аргиллитов с некоторым количеством известняков.

Аргиллиты серые, мягкие, дисперсные, аморфные, углистые, алевритистые и иногда переходят в алевролиты.

Песчаники от светло-серых до светло-зеленовато-серых, обычно несцементированные, иногда от хрупких до умеренно твердых, микро-среднезернистые, от умеренно до плохо сортированы. Песчаные зерна субугловаты до субокатанных и субсферических, сцементированные известковистым цементом. Присутствует известковистая и изредка алевритистая цементирующая среда. Песчаники в основном состоят из кварца, пирита, слюды и изредка глауконита. Проявлений углеводородов в данном разрезе не зафиксировано.



Редкие и обычно мощные известняки альбского разреза от светло-серых до светло-зеленовато-серых. Они от умеренно твердых до твердых, от субглыбистых до угловатых по форме, зернистые, сильно песчанистые и переходят в известковистый песчаник.

Толщина альбского яруса изменяется от 215,1 м (АСК-Ю2) до 223,7 м (АСК-Ю1).

### ***Верхний отдел (K<sub>2</sub>)***

Верхнемеловые породы залегают на размытой поверхности альбских отложений и представлены терригенным *сеноманским*, а также нерасчлененными *сенон-туронскими* отложениями, которые представлены однообразной карбонатной толщей. Она сложена мелом белым, зеленовато-белым, писчим, рыхлым, с прослоями беловато-серых глин.

Толщина верхнего мела изменяется от 111,4 м (АСК-1) до 133,5 м (АСК-2).

### **Палеоген + четвертичная система (Р)**

Литологически отложения палеогена в нижней части представлены мергелями светло-серыми, темно-серыми, крепкими. Вверх по разрезу мергели постепенно переходят в глины серовато-зеленые, зеленовато-бурые, песчанистые, плотные, слюдистые, карбонатные.

Толщина отложений изменяется в пределах от 34,0 м (АСК-2) до 42,0 м (АСК-Ю1).

#### ***2.1.2. Тектоника***

Месторождение Асанкеткен приурочено к одноименному соляному куполу, расположенному на юге Прикаспийской впадины, в области развития интенсивной солянокупольной тектоники (рисунки 2.1.1, 2.1.2 и 2.1.3).

Подсолевой комплекс в районе месторождения прослеживается по данным сейсмических исследований на глубинах свыше 6,0 км. Подсолевые отложения в этом районе вскрыты на площади Акатколь, расположенной к северо-западу от месторождения Асанкеткен (рисунок 2.1.1). Скважиной Акатколь П-3 в интервале 5994-6455 м (забой) пройден преимущественно терригенный комплекс отложений (аргиллиты и песчаники) с прослоями глинистых известняков глубоководного генезиса.

В стратиграфическом отношении забой этой скважины остановлен в отложениях визейского яруса нижнекаменноугольных отложений. Выше выделяются все подразделения карбона и нижней перми. Завершается подсолевой разрез терригенными породами артинского возраста нижней перми.

В разрезе перекрывающих отложений, на юге Прикаспийской впадины, выделяются два структурно-формационных комплекса: соленосный и надсолевой.

Соленосный комплекс кунгурского возраста сложен в основном каменной солью и подвержен соляному тектогенезу. Вследствие этого сформировались многочисленные соляные купола с различными простираниями, глубинами залегания соляных ядер и



морфологией соляных тел. Как правило, от соляных ядер в сторону соседних куполов отходят соляные отроги и соляные перешейки. Вследствие этого образуются соляные гряды различной морфологии и протяженности.

В целом, в пределах соляных ядер поверхность соли постепенно или через уступы погружается от вершин соляных тел в сторону их периферийных участков. Однако в отдельных случаях на периферии обособленных соляных ядер или соляных гряд, в районе так называемых «вторых крутых уступов соли» получили развитие вторичные вздутия соленосной толщи, над которыми в надсолевом комплексе образуются разнообразные ловушки для углеводородов.

К такому типу строения относится купол Асанкеткен. Он располагается на границе выделяемых в надсолевом комплексе положительных и отрицательных структур второго порядка – Нармунданакского поднятия и Алтыатанского прогиба. В локальном структурном плане он является северо-западной частью соляной гряды Кызылкудук-Асанкеткен, торцово сочленяющейся с соляной грядой Кульсары-Кузбак (рисунки 2.1.1 и 2.1.2).

По результатам интерпретации сейсмических работ МОГТ-3Д соляное ядро купола Асанкеткен простирается в северо-западном направлении на расстояние свыше 20,0 км при ширине в центральной части 7,0 км (рисунки 2.1.1, 2.1.2 и 2.1.3). От соляного тела отходят отроги в сторону куполов Жилая Коса, Айранколь, Кузбак и Кызылколь. Соляное ядро имеет три склона. Северо-восточный и юго-западный склоны являются довольно протяженными и пологими. Юго-восточный склон является узким и наиболее крутым.

На вершине ядра поверхность соли прослеживается на глубинах около «минус» 500 м. К периферийным зонам она сначала снижается до отметок «минус» 1800-1900 м, а затем резко погружается в межкупольные прогибы на глубину свыше «минус» 5500 м. Наиболее глубокое погружение поверхности соли установлено в юго-западной мульде, в центральной части которой по данным сейсморазведки соль полностью выклинивается.

В соответствии с морфологией соляного ядра в надсолевом комплексе выделяются три крыла, разделенные довольно широкими грабенами.

Основная часть разреза надъядерной (присводовой) части купола сложена отложениями юрского и мелового возраста. При этом установлено достаточно резкое несогласие между этими двумя комплексами пород. Произошедшая в конце юрского периода очередная фаза подъема соляного ядра привела не только к дальнейшей перестройке структурного облика присводовой части купола, но и обусловила образование на одном из периферийных участков, в районе второго крутого уступа небольшого вторичного выступа соли. Это, в свою очередь, привело к разрыву



сплошности слоев и формированию в триасовых и юрских отложениях тектонически экранированных ловушек. В последующие геологические периоды они оказались погребенными под породами более молодого возраста.

Представление о строении выявленных периферийных ловушек можно получить из анализа структурных карт данного участка, сейсмических профилей МОГТ-3Д сейсморазведки и результатов бурения скважин.

Расположенное к юго-западу от купола Асанкеткенмежкупольное пространство имеет довольно сложное строение и состоит из двух надсолевых мульд и разделяющего их перешейка (возможно межкупольного поднятия). При этом юго-восточная мульда по пермтриасовым отложениям оказалась частично «наложенной» на соляное ядро, вследствие чего в его теле образовался своеобразный «структурный залив». В районе «структурного залива» в триасовое и юрское время продолжалось интенсивное перемещение соляных масс, что привело к формированию небольших соляных карнизов. С ними связано образование под- и надкарнизных ловушек. Под карнизами обнаружены узкие тектонически экранированные соляным ядром структурные ловушки, а над карнизом выявлена структурная ловушка, экранированная малоамплитудным сбросом, падающим в сторону купола.

Периферийная надкарнизная ловушка на юго-западном крыле купола Асанкеткен четко фиксируется по отложениям триаса и юры. По подошве меловых отложений (**III отражающий горизонт**) она не прослеживается.

По подошве юрских отложений (**V отражающий горизонт**) выявленная ловушка представляет собой периферийную часть моноклинального участка юго-западного крыла, ограниченную по восстанию и простиранию слоев системой разломов. Вершина ловушки экранируется структуроформирующим разломом  $F_1$ , падающим в северном направлении. Амплитуда сброса составляет первые десятки метров.

Нарушениями  $f_2$ ,  $f_3$  и  $f_4$ , ответвляющимися от основного  $F_1$ , юго-западное крыло структуры разделено на четыре блока составляющие, собственно, тектонически экранированную ловушку. Минимальные глубины залегания подошвы юрских отложений на вершине ловушки составляют «минус» 1390 м. От вершины ловушки поверхность триасовых отложений моноклинально погружается в южном направлении и прослежена до отметок «минус» 2180 и более метров. Наибольшую площадь занимает трапецевидный III блок, ограниченный на западе и востоке соответственно разломами  $f_3$  и  $f_4$  (рисунок 2.1.5). В пределах указанных выше изогипс размеры III блока составляют около 9,0 кв км. На первом, втором и четвертом блоках установлены ловушки, имеющие



небольшую площадь. По ряду поверхностей в юрских отложениях структурные планы описанной ловушки хорошо коррелируются с морфологией кровли триаса.

По данным бурения скважин на III и IV блоках периферийной ловушки Асанкеткен выявлены залежи нефти в трех продуктивных горизонтах Ю-III «Б», Ю-IV «Б» и Ю-V среднеюрских отложений.

Плановое положение поднятия Асанкеткен по юрским продуктивным горизонтам в пределах тектонических блоков II, III и IV изменяется, из-за смещения плоскости нарушения  $F_1$ , от субвертикального положения для разреза Ю-IV «Б» и Ю-V горизонтов до смещения его к югу на 320 м в разрезе Ю-III «Б» горизонта (рисунок 2.1.6).

Размеры наибольшего по площади блока III поднятия Асанкеткен по ОГ-V отражающему горизонту, в пределах изогипсы «минус» 1600 м, составляют 2,1x0,5 км, амплитуда порядка 150 м. Блоки расположенные к западу и востоку от блока III, образованные оперяющими нарушениями  $f_2$ ,  $f_3$  и  $f_4$ , имеют существенно меньшие размеры (рисунки 2.1.5 и 2.1.6).





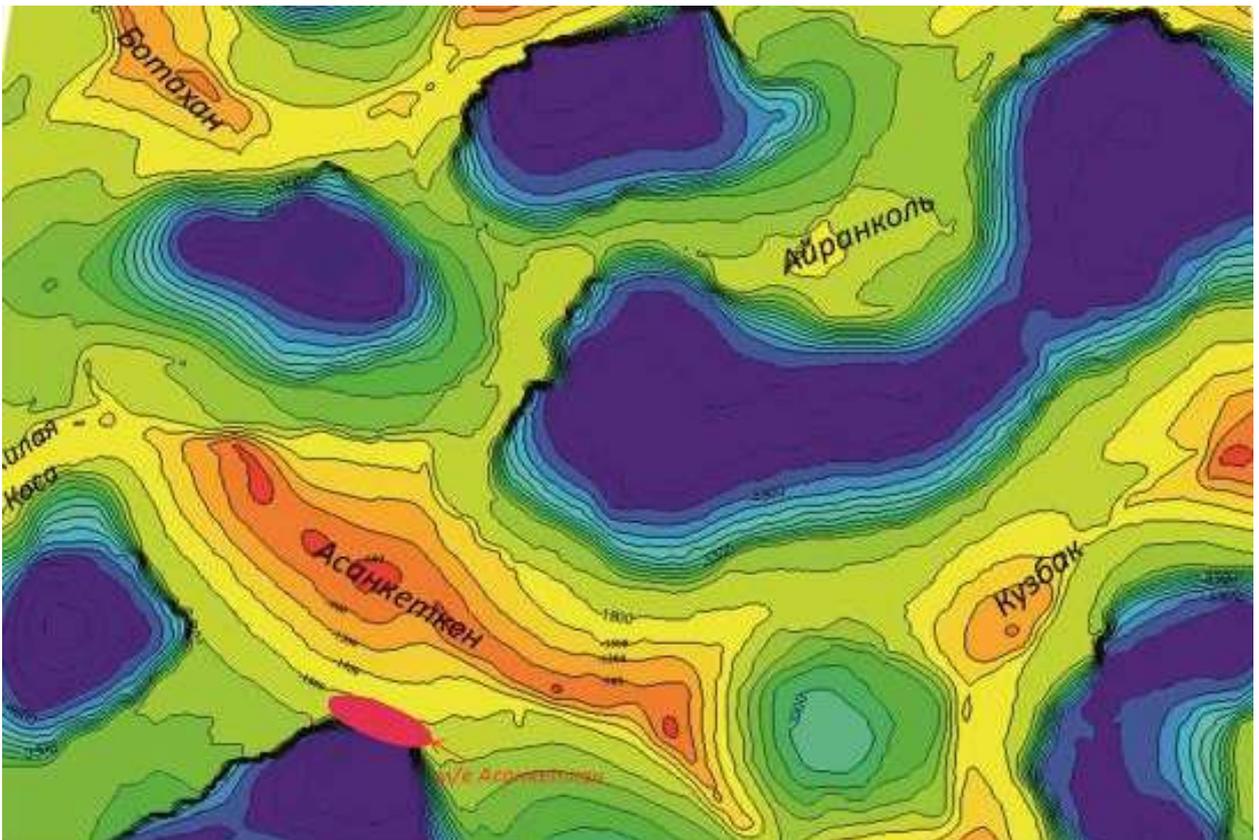


Рисунок 2.1.2-Сводная структурная карта по кровле соли участка Асанкеткен



Рисунок 2.1.3-Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса



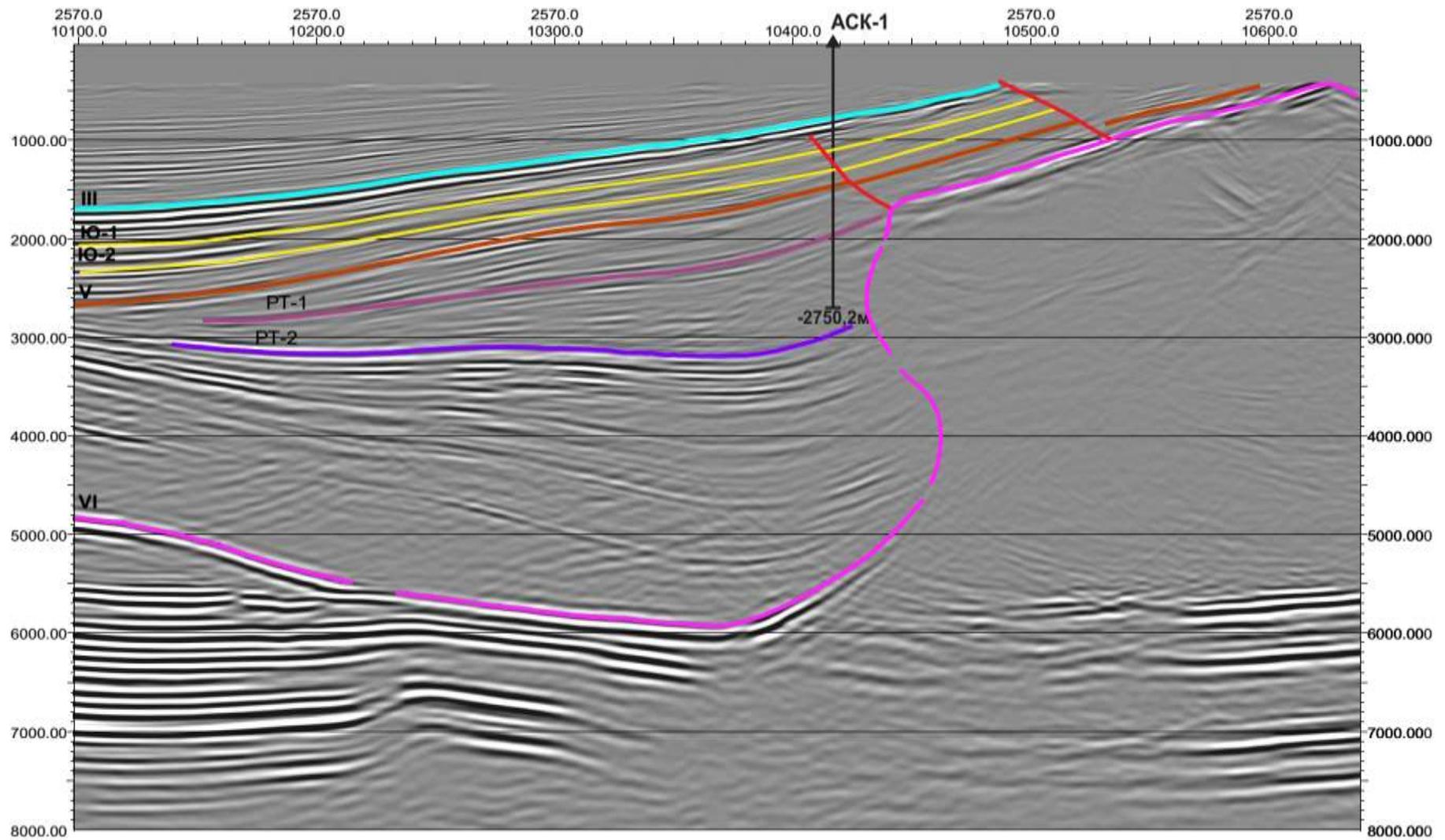


Рисунок 2.1.4-Глубинный сейсмический разрез через скважину АСК-1



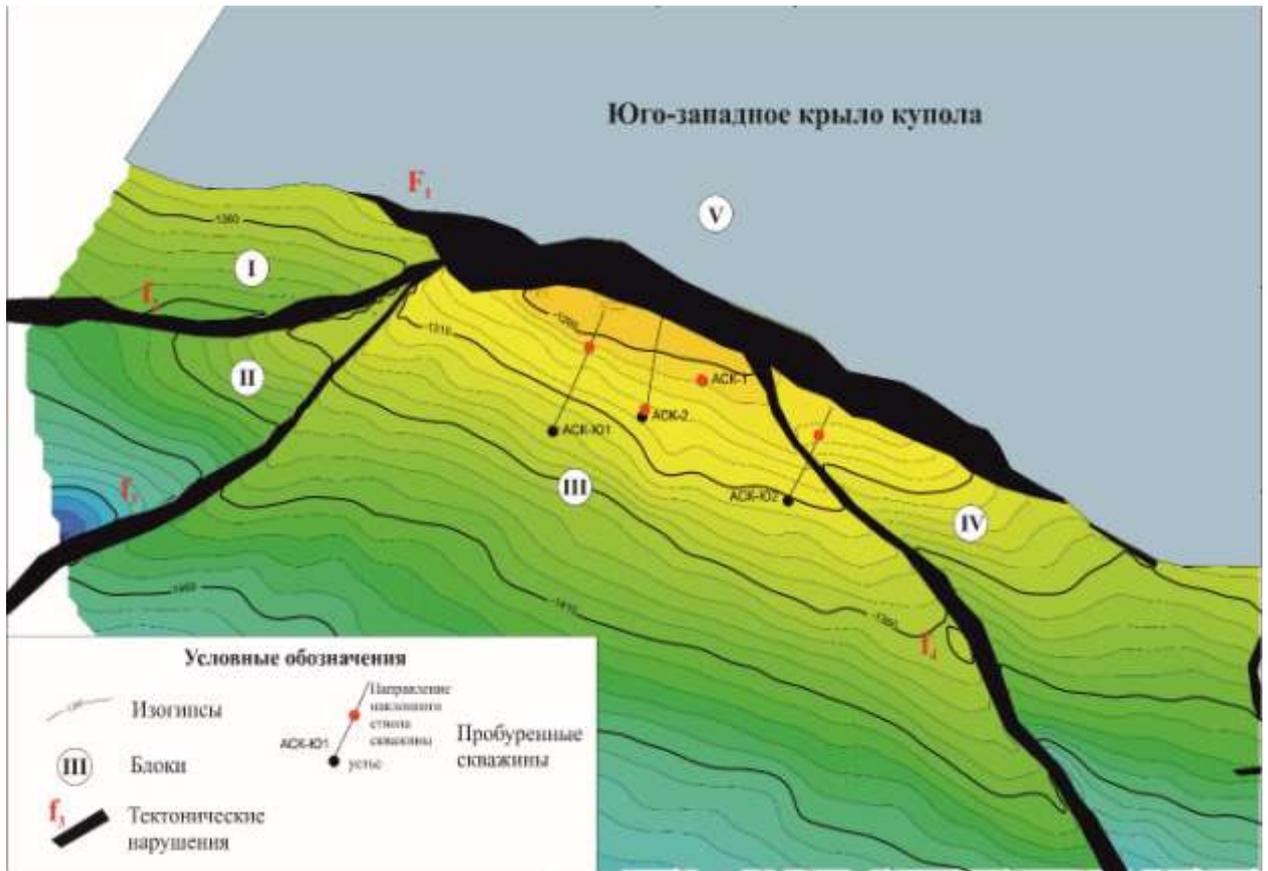


Рисунок 2.1.5-Схема структуризации периферийной ловушки Асанкеткен

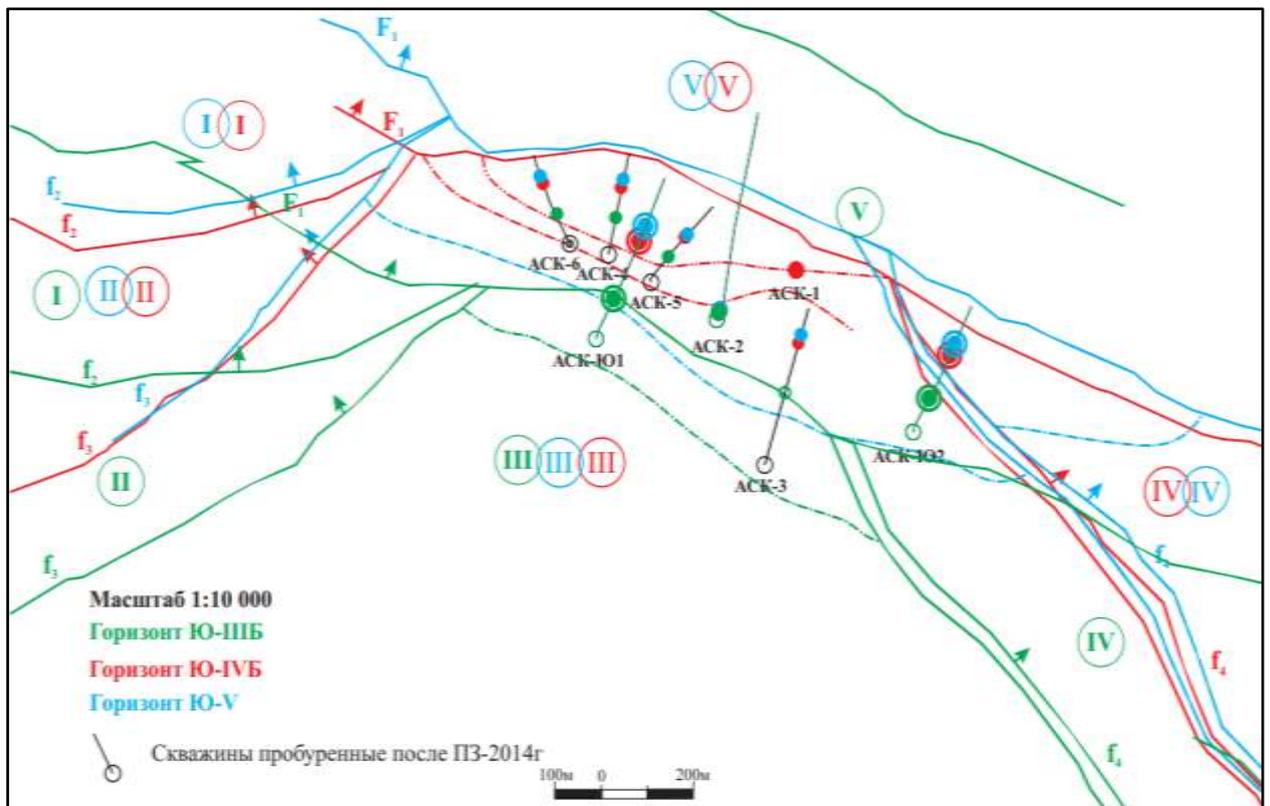


Рисунок 2.1.6-Плановое положение тектонических нарушений в разрезе юрских горизонтов



### **2.1.3. Нефтегазоносность**

Месторождение Асанкеткен открыто скважиной АСК-1, пробуренной в августе 2011 г., в которой при опробовании интервала 1294,0-1297,0 м, приуроченного к среднеюрским отложениям (горизонт Ю-V), был получен приток нефти дебитом до 5,5 м<sup>3</sup>/сут, при динамическом уровне 202,0 м.

По состоянию изученности на 01.07.2024 г. на месторождении Асанкеткен пробурено 8 скважин (АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-4, АСК-5, АСК-6, АСК-Ю1 и АСК-Ю2), из которых: скважина АСК-1 является вертикальной, а остальные – наклонно-направленные.

Для построения резервуарных карт были использованы вышеотмеченные скважины, вскрывшие среднеюрские отложения, а также, в качестве основы, структурные карты по отражающим горизонтам, которые были подготовлены по результатам интерпретации проведенных в 2013 г. сейсморазведочных работ МОГТ-3Д.

На месторождении Асанкеткен, по материалам настоящего отчета, подтверждена продуктивность трех ранее установленных среднеюрских горизонтов – Ю-III «Б», Ю-IV «Б» и Ю-V. По сравнению с прежним представлением, учитывая новые данные, полученные после утверждения подсчета запасов нефти и газа (7), в настоящее время уточнилось представление о геологическом строении продуктивных горизонтов.

Установленные залежи по характеру насыщения являются нефтяными.

Коллектора по типу являются поровыми, терригенными.

Ниже приведено краткое описание характеристик залежей.

#### **Продуктивный горизонт Ю-III «Б».**

Рассматриваемая пачка продуктивного горизонта вскрыта всеми пробуренными на месторождении скважинами.

Общая толщина пачки горизонта изменяется по скважинам от 48,5 м до 68,0 м, составляя в среднем 59,7 м.

В пределах горизонта установлена нефтяная залежь в блоке III.

#### ***Блок III.***

Рассматриваемая залежь вскрыта скважиной АСК-Ю1, в которой по результатам интерпретации материалов ГИС установлены 6 пластов-коллекторов, из которых: три верхние нефтенасыщенные и три нижние – водонасыщенные.

По результатам интерпретации материалов ГИС скважины АСК-Ю1 нижняя граница нефтенасыщенного пласта-коллектора установлена на гипсометрической отметке «минус» 1089,41 м, а водонасыщенного – на «минус» 1098,45 м. В скважине АСК-3, пробуренной после предыдущего отчета по подсчету запасов (9), все пласты-коллектора,



выделенные по результатам интерпретации материалов ГИС, водонасыщены с кровли – «минус» 1098,15 м.

Опробование интервалов 1078,5-1080,5 м и 1082,1-1085,0 м (абс. отм. «минус» 1081,94-1083,70 м и 1085,10-1087,52 м) в скважине АСК-Ю1 проведено в июне 2012 г., в результате чего получен приток воды с «пленкой» нефти.

Таким образом, водонефтяной контакт принимается на отметке «минус» 1089,41 м, что соответствует нижней границе нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине АСК-Ю1.

По типу природного резервуара залежь – массивная, тектонически ограниченная. Площадь нефтеносности составляет 47 тыс. м<sup>2</sup>, высота залежи – 19,4 м.

#### **Продуктивный горизонт Ю-IV «Б».**

Рассматриваемая пачка продуктивного горизонта вскрыта всеми пробуренными на месторождении скважинами.

В пределах горизонта установлены две нефтяные залежи.

#### ***Блок IIIа.***

Рассматриваемая залежь вскрыта скважиной АСК-6, в которой по результатам интерпретации материалов ГИС установлены 5 пластов-коллекторов, из которых: одна верхняя нефтенасыщенная и четыре нижние – водонасыщенные.

По результатам интерпретации материалов ГИС нижняя граница нефтенасыщенного пласта-коллектора установлена на гипсометрической отметке «минус» 1242,75 м, а водонасыщенного – на «минус» 1247,56 м.

Залежь не доказана опробованием и установлена по результатам интерпретации материалов ГИС.

Таким образом, водонефтяной контакт принимается на отметке «минус» 1242,75 м, что соответствует нижней границе нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине АСК-6.

По типу природного резервуара залежь – массивная, тектонически ограниченная и литологически экранированная. Площадь нефтеносности составляет 14 тыс.м<sup>2</sup>, высота залежи – 2,8 м.

#### ***Блок IIIб.***

Залежь установлена скважинами АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-5 и АСК-Ю1, в которых по результатам интерпретации материалов ГИС установлены нефтенасыщенные и нефтеводонасыщенные пласты-коллектора. В скважинах АСК-4 и АСК-Ю2 пласты-коллектора замещены непроницаемыми разностями.



По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине АСК-1 установлен прямой раздел «нефть-вода» на гипсометрической отметке «минус» 1259,10 м. В остальных скважинах самая низкая гипсометрическая отметка нефтенасыщенного пласта-коллектора установлена в скважине АСК-5 и составляет «минус» 1251,04 м, а самая высокая отметка водонасыщенного пласта-коллектора установлена на «минус» 1260,39 м в скважине АСК-2.

В скважине АСК-Ю1 опробование интервалов 1286,0-1289,9 м и 1294,6-1298,0 м (абс. отм. «минус» 1241,87-1244,67 м и 1247,88-1250,26 м) проведено в мае 2013 г. свабированием. Скважина начала фонтанировать в период 14-24.05.2013 г. и далее опробование в период 25-27.05.2013 г. продолжили механизированным способом. В период фонтанирования получен приток нефти дебитом 28,6 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью 7,7 % об., а при механизированном способе дебит по нефти и обводненность увеличились соответственно до 73,1 м<sup>3</sup>/сут и 44,5 % об., при работе винтового насоса на 300 об/мин.

В скважине АСК-5 опробование интервала 1255,4-1257,5 м (абс. отм. «минус» 1248,33-1251,04 м) проведено в апреле 2022 г. механизированным способом, в результате чего получен приток нефти дебитом 9,9 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью 26,7 % об., при работе насоса на 250 об/мин.

Таким образом, водонефтяной контакт принимается на отметке «минус» 1259,1 м, что соответствует прямому разделу «нефть-вода» в скважине АСК-1.

По типу природного резервуара залежь – массивная, тектонически ограниченная и литологически экранированная. Площадь нефтеносности составляет 172 тыс.м<sup>2</sup>, высота залежи – 29,1 м.

#### **Продуктивный горизонт Ю-V.**

Рассматриваемый продуктивный горизонт вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами.

В пределах горизонта установлены три нефтяные залежи.

#### ***Блок IIIa.***

Рассматриваемая залежь вскрыта скважиной АСК-6, в которой по результатам интерпретации материалов ГИС установлены 9 пластов-коллекторов, из которых: семь верхних нефтенасыщенные и две нижние – водонасыщенные.

По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине АСК-6 установлен прямой раздел «нефть-вода» на гипсометрической отметке «минус» 1323,97 м.

В скважине АСК-6 опробование интервалов 1306,0-1315,0 м и 1317,0-1321,0 м (абс. отм. «минус» 1297,01-1305,49 м и 1307,38-1311,15 м) проведено в сентябре 2023 г.



механизированным способом, в результате чего получен приток нефти дебитом 69,5 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью 60,6 % об., при работе насоса на 190 об/мин на четвертые сутки.

Таким образом, водонефтяной контакт принимается на отметке «минус» 1323,97 м, что соответствует прямому разделу «нефть-вода» в скважине АСК-6.

По типу природного резервуара залежь – массивная, тектонически ограниченная. Площадь нефтеносности составляет 77 тыс.м<sup>2</sup>, высота залежи – 44,0 м.

### ***Блок IIIб.***

Залежь установлена скважинами АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-4, АСК-5 и АСК-Ю1, в которых по результатам интерпретации материалов ГИС установлены нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах АСК-2, АСК-4, АСК-5 и АСК-Ю1 установлены прямые разделы «нефть-вода» на гипсометрических отметках «минус» 1317,94-1321,48 м. В скважинах АСК-1 и АСК-3 самые нижние отметки нефтенасыщенных пластов-коллекторов установлены на глубинах «минус» 1312,70 м и «минус» 1315,27 м соответственно, а самые высокие отметки водонасыщенных пластов-коллекторов – на глубинах «минус» 1321,90 м и «минус» 1324,98 м соответственно.

Нефтяная залежь доказана опробованием и получением промышленных притоков нефти во всех 6 скважинах, вскрывших залежь.

В скважине АСК-1 самостоятельно опробованы четыре интервала, в скважине АСК-2 – два самостоятельных интервала, в скважине АСК-3 – один интервал, в скважине АСК-4 – три интервала, в скважине АСК-5 – три интервала и в скважине АСК-Ю1 – четыре интервала.

Таким образом, водонефтяной контакт принимается наклонным на отметках «минус» 1319,30-1321,48 м, что соответствует прямым разделам «нефть-вода» в скважинах АСК-2, АСК-4, АСК-5 и АСК-Ю1.

По типу природного резервуара залежь – массивная, тектонически ограниченная. Площадь нефтеносности составляет 362 тыс.м<sup>2</sup>, высота залежи изменяется при наклонном контакте в пределах 57,9-61,5 м.

### ***Блок IV.***

Рассматриваемая залежь вскрыта скважиной АСК-Ю2, в которой по результатам интерпретации материалов ГИС установлены 10 пластов-коллекторов, из которых: четыре верхние нефтенасыщенные и шесть нижние – водонасыщенные.

По результатам интерпретации материалов ГИС нижняя граница нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине АСК-Ю2 установлена на



гипсометрической отметке «минус» 1312,61 м, а водонасыщенного – на «минус» 1323,35 м.

В скважине АСК-Ю2 опробованы два самостоятельных интервала: 1345,0-1351,0 м в июне 2012 г. и 1319,0-1320,7 м и 1325,1-1326,4 м в сентябре 2012 г.

Опробование интервала 1345,0-1351,0 м (абс. отм. «минус» 1307,00-1311,80 м) проведено свабированием, после чего скважина фонтанировала с безводным дебитом нефти 78,4 м<sup>3</sup>/сут, при депрессии на пласты 0,53 МПа.

При самостоятельном опробовании интервалов 1319,0-1320,7 м и 1325,1-1326,4 м (абс. отм. «минус» 1286,15-1287,59 м и 1291,12-1292,08 м) механизированным способом, получен приток нефти дебитом 5,3 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью 36,9 % об., при работе насоса на 120 об/мин.

Проведенное исследование ГДИС (метод гидропрослушивания) между скважинами АСК-1 и АСК-Ю2 указывает на гидродинамическую связь между блоками Ша и Шб.

Таким образом, водонефтяной контакт принимается на отметке «минус» 1321,48 м, по аналогии с наименьшей отметкой водонефтяного контакта соседнего блока Ша, что не противоречит и располагается гипсометрически выше кровли водонасыщенного пласта-коллектора в скважине АСК-Ю2.

По типу природного резервуара залежь – массивная, тектонически ограниченная. Площадь нефтеносности составляет 106 тыс.м<sup>2</sup>, высота залежи – 41,5 м.

В таблице 2.1.1 представлена характеристика залежей, а в таблице 2.1.2 – обоснование водонефтяных контактов залежей.



**Таблица 2.1.1-Характеристика установленных залежей месторождения Асанкеткен**

Горизонт	Пачка	Блок	Тип залежей			Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средне-взвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Водо-нефтяной контакт, м	Высота залежи, м
			по пустотному пространству	по характеру насыщения	по строению				
Ю-III	Б	III	Терригенная, поровая	Нефтяная	Массивная, тектонически ограниченная	47	4,3	-1089,41	19,4
Ю-IV	Б	IIIa	Терригенная, поровая	Нефтяная	Массивная, тектонически ограниченная и литологически экранированная	14	1,5	-1242,75	2,8
		IIIб	Терригенная, поровая	Нефтяная	Пластовая, тектонически ограниченная и литологически экранированная	172	2,0	-1259,10	29,1
Ю-IV	-	IIIa	Терригенная, поровая	Нефтяная	Массивная, тектонически ограниченная	77	10,4	-1323,97	44,0
		IIIб	Терригенная, поровая	Нефтяная	Массивная, тектонически ограниченная	362	15,2	-1319,30 -1321,48	57,9-61,5
		IV	Терригенная, поровая	Нефтяная	Массивная, тектонически ограниченная	106	3,8	-1321,48	41,5



Таблица 2.1.2-Обоснование водонефтяных контактов по установленным залежам месторождения Асанкеткен

Скважина	Блок	Границы пластов-коллекторов по данным ГИС (абс. отм.), м			Интервалы перфорации по данным опробования (абс. отм.), м		Характер притока	Принятые отметки ВНК (абс. отм.), м
		верхняя отметка нефти	нижняя отметка нефти	верхняя отметка воды	верхняя граница	нижняя граница		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Горизонт Ю-III «Б»</b>								
АСК-Ю1	III	-1073,34	-1089,41	-1098,45	-1081,94 -1085,10	-1083,70 -1087,52	Приток воды с «пленкой» нефти	<b>-1089,41</b>
АСК-3		-	-	-1098,15	-	-		
<b>Горизонт Ю-IV «Б»</b>								
АСК-6	IIIa	-1240,24	-1242,75	-1247,56	-	-	-	<b>-1242,75</b>
АСК-4	IIIб	Неколлектор			-	-	-	-
АСК-1		-1257,40	-1259,10	-1259,10	-	-	-	<b>-1259,10</b>
АСК-2		-	-	-1260,39	-	-	-	
АСК-3		-1246,46	-1250,34	-	-	-	-	
АСК-5		-1248,33	-1251,04	-	-1248,32	-1250,31	Освоение произведено при помощи винтового насоса. При освоении интервалов получены притоки нефти и воды различной интенсивности: при обороте насоса 250 об/мин дебит по нефти составил 9,9 м <sup>3</sup> /сут, а обводненность 26,7 % об.	
АСК-Ю1	-1241,42	-1250,20	-	-1241,87 -1247,88	-1244,67 -1250,26	Получен фонтанный приток нефти дебитом 28,6 м <sup>3</sup> /сут, с обводненностью 7,7 % об.		
АСК-Ю2	IV	Неколлектор			-	-	-	-



Продолжение таблицы 2.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Горизонт Ю-V</b>								
АСК-6	IIIa	-1281,35	-1323,97	-1323,97	-1297,01 -1307,38	-1305,49 -1311,15	Освоение произведено при помощи винтового насоса. При освоении интервалов получены притоки нефти и воды различной интенсивности: при обороте насоса 190 об/мин дебит по нефти составил 69,5 м <sup>3</sup> /сут, а обводненность 60,6 % об.	<b>-1323,97</b>
АСК-4	IIIб	-1262,71	-1318,74	-1318,74	-1303,67	-1314,76	В начале получен фонтанный приток нефти дебитом 83,6 м <sup>3</sup> /сут, с обводненностью 33,0 % об., после чего скважина перестала фонтанировать и переведена на мех. способ	<b>-1319,30</b> <b>-1321,48</b>
АСК-Ю1		-1273,83	-1319,33	-1319,33	-1287,96 -1300,55 -1308,91	-1291,60 -1304,73 -1314,49	Опробование каждого интервала произведено самостоятельно. При опробовании верхнего интервала получен фонтанный безводный приток нефти дебитом 207,2 м <sup>3</sup> /сут. Опробование двух нижних интервалов произведено при помощи винтового насоса, при которых получены притоки нефти и воды различной интенсивности	
АСК-5		-1269,09	-1317,94	-1317,94	-1275,27 -1302,02 -1311,32	-1278,01 -1306,66 -1315,05	Освоение произведено при помощи винтового насоса. При освоении интервалов получены притоки нефти и воды различной интенсивности	
АСК-1		-1284,60	-1312,70	-1321,90	-1283,70 -1288,20 -1298,20 -1311,20	-1286,70 -1294,20 -1304,20 -1314,20	Опробование каждого интервала произведено самостоятельно. Опробование двух нижних интервалов произведено при помощи свабиrowания и винтового насоса соответственно. При обороте насоса 270 об/мин получен безводный приток нефти дебитом 182,3 м <sup>3</sup> /сут. При опробовании двух верхних интервалов получены фонтанные притоки безводной нефти максимальным дебитом 203,1 м <sup>3</sup> /сут	



**Продолжение таблицы 2.1.2**

1	2	3	4	5	6	7	8	9
АСК-2	ШБ	-1298,03	-1321,48	-1321,48	-1308,41 -1315,40	-1313,41 -1318,40	Опробование каждого интервала произведено самостоятельно при помощи винтового насоса. При опробовании нижнего интервала при обороте насоса 240 об/мин получен приток нефти дебитом 97,9 м <sup>3</sup> /сут, а обводненность составила 2,8 % об. При опробовании верхнего интервала получен приток нефти дебитом 81,4 м <sup>3</sup> /сут, а обводненность составила 34,7 % об., при обороте насоса 300 об/мин	
АСК-3		-1265,36	-1315,27	-1324,98	-1296,61	-1301,48	Освоение произведено при помощи винтового насоса. При освоении интервала получен притоки нефти дебитом 30,4 м <sup>3</sup> /сут, а обводненность составила 39,2 % об., при обороте насоса 350 об/мин	
АСК-Ю2	IV	-1286,62	-1312,61	-1323,35	-1286,15 -1291,12 -1307,00	-1287,59 -1292,08 -1311,80	Опробование нижнего интервала и двух верхних произведено самостоятельно. При опробовании нижнего интервала получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 78,4 м <sup>3</sup> /сут. Опробование двух верхних интервалов произведено при помощи винтового насоса, при котором получен приток нефти дебитом 5,0 м <sup>3</sup> /сут, а обводненность составила 44,4 % об., при обороте насоса 140 об/мин	<b>-1321,48</b>



## **2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности**

### **2.2.1. Характеристика толщин продуктивных горизонтов и их неоднородности**

В таблице 2.2.1 представлена характеристики толщин залежей, а таблице 2.2.2 – статистические показатели неоднородности.

#### **Продуктивный горизонт Ю-III «Б».**

Общая толщина пачки горизонта изменяется по скважинам от 48,5 м до 68,0 м, составляя в среднем 59,7 м.

В пределах горизонта установлена нефтяная залежь в блоке III.

#### ***Блок III.***

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 58,7 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов в скважине составляет 11,1 м, а нефтенасыщенная – 7,5 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,190 д.ед., а коэффициент расчлененности – 6,0 д.ед.

#### **Продуктивный горизонт Ю-IV «Б».**

Общая толщина пачки горизонта изменяется по скважинам от 8,0 м до 24,3 м, составляя в среднем 17,4 м.

В пределах горизонта установлены две нефтяные залежи.

#### ***Блок IIIа.***

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 24,3 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов в скважине составляет 9,1 м, а нефтенасыщенная – 2,1 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,375 д.ед., а коэффициент расчлененности – 5,0 д.ед.

#### ***Блок IIIб.***

Общая толщина горизонта в пределах блока изменяется от 8,0 м до 24,0 м, в среднем составляя 16,4 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов в скважине изменяется в пределах 1,8-9,0 м и составляет в среднем 4,5 м, а нефтенасыщенная толщина изменяется в диапазоне 1,7-5,5 м, составляя в среднем 2,9 м.

Коэффициент песчанистости составляет в среднем 0,749 д.ед., при изменениях от 0,459 д.ед. до 1,000 д.ед. Коэффициент расчлененности изменяется в пределах 1,0-2,0, составляя в среднем 1,8 д.ед.

#### **Продуктивный горизонт Ю-V.**



Общая толщина горизонта изменяется по скважинам от 62,0 м до 95,4 м, составляя в среднем 76,9 м.

В пределах горизонта установлены три нефтяные залежи.

***Блок IIIa.***

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 66,8 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов в скважине составляет 44,8 м, а нефтенасыщенная – 28,2 м.

Коэффициент песчаности составляет 0,751 д.ед., а коэффициент расчлененности – 9,0 д.ед.

***Блок IIIб.***

Общая толщина горизонта в пределах блока изменяется от 62,0 м до 95,4 м, в среднем составляя 79,3 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов в скважине изменяется в пределах 33,3-68,5 м и составляет в среднем 48,7 м, а нефтенасыщенная толщина изменяется в диапазоне 13,8-37,7 м, составляя в среднем 25,5 м.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,648 д.ед., при изменениях от 0,485 д.ед. до 0,767 д.ед. Коэффициент расчлененности изменяется в пределах 6,0-18,0, составляя в среднем 11,3 д.ед.

***Блок IV.***

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 72,2 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов в скважине составляет 20,1 м, а нефтенасыщенная – 6,8 м.

Коэффициент песчаности составляет 0,336 д.ед., а коэффициент расчлененности – 10,0 д.ед.



**Таблица 2.2.1-Характеристика толщин залежей месторождения Асанкеткен**

Толщины	Наименование	Продуктивный горизонт							
		Ю-III «Б»	Ю-IV «Б»		В целом по Ю-IV «Б»	Ю-V			В целом по Ю-V
		Блок III	Блок IIIa	Блок IIIб		Блок IIIa	Блок IIIб	Блок IV	
Общая	Количество скважин, ед.	1	1	7	8	1	6	1	8
	Среднее значение, м	58,7	24,3	16,4	17,4	66,8	79,3	72,2	76,9
	Диапазон изменений, м	-	-	8,0-24,0	8,0-24,3	-	62,0-95,4	-	62,0-95,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,154	0,142	-	0,021	-	0,020
Эффективная	Количество скважин, ед.	1	1	5	6	1	6	1	8
	Среднее значение, м	11,1	9,1	4,5	5,2	44,8	48,7	20,1	44,7
	Диапазон изменений, м	-	-	1,8-9,0	1,8-9,1	-	33,3-68,5	-	20,1-68,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,329	0,307	-	0,072	-	0,109
Нефтенасыщенная	Количество скважин, ед.	1	1	4	5	1	6	1	8
	Среднее значение, м	7,5	2,1	2,9	2,8	28,2	25,5	6,8	23,5
	Диапазон изменений, м	-	-	1,7-5,5	1,7-5,5	-	13,8-37,7	-	6,8-37,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,275	0,261	-	0,089	-	0,152
Водонасыщенная	Количество скважин, ед.	1	1	2	3	1	6	1	8
	Среднее значение, м	3,6	7,0	5,3	5,9	16,6	23,2	13,3	21,2
	Диапазон изменений, м	-	-	1,7-9,0	1,7-9,0	-	5,7-45,7	-	5,7-45,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,465	0,273	-	0,304	-	0,305

**Таблица 2.2.2-Характеристика неоднородности залежей месторождения Асанкеткен**

Толщины	Наименование	Продуктивный горизонт							
		Ю-III «Б»	Ю-IV «Б»		В целом по Ю-IV «Б»	Ю-V			В целом по Ю-V
		Блок III	Блок IIIa	Блок IIIб		Блок IIIa	Блок IIIб	Блок IV	
Коэффициент песчанистости	Количество скважин, ед.	1	1	5	6	1	6	1	8
	Среднее значение, м	0,190	0,375	0,749	0,686	0,751	0,648	0,336	0,622
	Диапазон изменений, м	-	-	0,459-1,000	0,375-1,000	-	0,485-0,767	-	0,336-0,767
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,083	0,124	-	0,017	-	0,047
Коэффициент расчлененности	Количество скважин, ед.	1	1	5	6	1	6	1	8
	Среднее значение, м	6,0	5,0	1,8	2,3	9,0	11,3	10,0	10,9
	Диапазон изменений, м	-	-	1,0-2,0	1,0-5,0	-	6,0-18,0	-	6,0-18,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,049	0,286	-	0,181	-	0,153



### **2.2.2. Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по керну и ГИС**

Для характеристики коллекторских свойств Ю-III «Б», Ю-IV «Б» и Ю-V продуктивных горизонтов использованы результаты исследования керна, отобранного в скважинах АСК-2 (2011 г.), АСК-3 (2023 г.) и интерпретации материалов ГИС по всем пробуренным скважинам.

Керн на месторождении Асанкеткен отобран в пределах горизонта Ю-V, в котором сосредоточены основные запасы. Отобрано керна 26,95 м (99,8 % от проходки с отбором), изучено 72 образца, на которых выполнены:

- **стандартные исследования**, включающие следующие параметры: открытая пористость, газопроницаемость, плотность минералогическая, гранулометрический состав пород, суммарное содержание карбонатных минералов;

- **специальные исследования**: влияние горного давления на проницаемость и пористость, кривые капиллярного давления методом центрифуги, определение остаточной водонасыщенности при максимально достигнутом капиллярном давлении, коэффициент вытеснения в системе нефть-вода, смачиваемость по методу Аммота-Харвея.

При выделении коллекторов по ГИС и разделении по характеру насыщения руководствовались прямыми признаками, основанными на проникновении фильтрата в пласт, и по количественным критериям, установленным по изучению и результатам опробования:

$$K_{п\_зр} = 0,15 \text{ д.ед.}, K_{пр\_зр} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2, K_{нз} = 0,40 \text{ д.ед.}, K_{зл\_зр} = 0,38 \text{ д.ед.}$$

Ниже приведена петрофизическая характеристика пород-коллекторов продуктивных коллекторов на базе исследования керна, материалов ГИС и гидродинамических исследований. Значения остаточной нефте- и водонасыщенности определены по кривым капиллярного давления, относительной фазовой проницаемости и коэффициента вытеснения.

#### **Продуктивный горизонт Ю-III «Б».**

По ГИС в скважине АСК-Ю1 выделено три пласта толщиной по вертикали 1,2 м, 2,04 м и 4,3 м. Пористость пластов в среднем равна 0,25 д.ед., нефтенасыщенность 0,62 д.ед., глинистость объёмная изменяется от 0,25 д.ед. до 0,35 д.ед., составляя в среднем 0,29 д.ед.

#### **Продуктивный горизонт Ю-IV «Б».**

Нефтенасыщенные толщины выделены по ГИС в скважинах АСК-1, АСК-3, АСК-5, АСК-6 и АСК-Ю1. Пористость выделенных по ГИС пластов в среднем составляет 0,26 д.ед., нефтенасыщенность 0,53 д.ед., глинистость объёмная в среднем 0,28 д.ед.



### **Продуктивный горизонт Ю-V.**

Коллекторы горизонта охарактеризованы 67 представительными образцами керна из скважин АСК-2 и АСК-3. При определении статистической характеристики в значения пористости и проницаемости была внесена поправка 0,94 д.ед. за снятие давления при подъёме керна на поверхность.

Остаточная водонасыщенность определена на 15 образцах методом капилляриметрии, на 5 образцах в эксперименте по определению фазовой проницаемости и 5 образцах при определении коэффициента вытеснения.

Нефтегазовые толщины выделены по ГИС во всех пробуренных скважинах. Пористость 59 выделенных по ГИС пластов в среднем составляет 0,23 д.ед., нефтенасыщенность 0,64 д.ед., среднее значение объёмной глинистости – 0,26 д.ед.

Статистические данные коллекторских свойств и коэффициента нефтенасыщенности по горизонтам приведены в таблице 2.2.3, в таблице 2.2.4 – проницаемость коллекторов Ю-V горизонта по классам проницаемости.



Таблица 2.2.3-Характеристика коллекторских свойств и коэффициент нефтегазонасыщенности залежей юрских горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Остаточная водонасыщенность, д.ед.
<b>Горизонт Ю-III «Б»</b>					
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, ед.	-	1	1	-
	Количество определений, шт.	-	3	3	-
	Среднее значение	-	0,25	0,62	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,003	0,016	-
	Интервал изменений	-	0,23-0,28	0,51-0,70	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, ед.	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменений	-	-	-	-
<b>Горизонт Ю-IV «Б»</b>					
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, ед.	-	4	4	-
	Количество определений, шт.	-	5	5	-
	Среднее значение	-	0,26	0,58	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,006	0,022	-
	Интервал изменений	-	0,22-0,30	0,47-0,69	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, ед.	2	-	-	-
	Количество определений, шт.	2	-	-	-
	Среднее значение	215	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменений	180-249	-	-	-
<b>Горизонт Ю-V</b>					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	2	2	-	2
	Количество определений, шт.	67	67	-	25
	Среднее значение	2179	0,29	-	0,24
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,027	0,050	-	0,018
	Интервал изменений	4,3-7373,0	0,17-0,37	-	0,04-0,38
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, ед.	-	8	8	-
	Количество определений, шт.	-	58	55	-
	Среднее значение	-	0,23	0,64	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,006	0,02	-
	Интервал изменений	-	0,15-0,35	0,40-0,90	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, ед.	7	-	-	-
	Количество определений, шт.	11	-	-	-
	Среднее значение	2305	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,599	-	-	-
	Интервал изменений	9-8068	-	-	-

Таблица 2.2.4-Ряды распределения проницаемости по керну

Интервалы изменения проницаемости, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Ю-V горизонт
1-10	5
10-100	9
100-500	14
500-1000	4
1000-3000	10
3000-6000	18
Более 6000	6
<b>Всего:</b>	<b>66</b>



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

### 2.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях

Для изучения свойств нефти в пластовых условиях по месторождению Асанкеткен было отобрано всего 5 глубинных проб из скважин АСК-Ю1 (две пробы), АСК-1 (две пробы) и АСК-3 (одна проба), а также проба нефти и газа из сепаратора для получения представительных проб пластовой нефти методом рекомбинирования по скважине АСК-6 (одна проба).

После утверждения предыдущего отчета по подсчету запасов нефти и газа (7) дополнительно отобраны и исследованы пробы нефти из скважин АСК-3 и АСК-6.

Лабораторные исследования нефти, отобранных из скважин АСК-Ю1 (глубинная проба № 1) и АСК-1 (глубинная проба № 2), проводились в лаборатории ТОО «KAZPETROTEST» (г. Аксай), а отобранных из скважин АСК-3 и АСК-6 – лаборатории ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау).

Исследования проб пластовой нефти, отобранных из скважин АСК-Ю1 и АСК-1, проводились на установках «FLUID-EVAL» и «PVT-RUSKA», компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «HewlettPackard 6890».

По пробам из скважин АСК-Ю1 и АСК-1 проведены следующие исследования:

- *опыт однократного разгазирования;*
- *определение компонентного состава остаточной нефти, после разгазирования;*
- *определение компонентного состава газа, разгазированной и пластовой нефти;*
- *опыт постоянного компонентного расширения;*
- *опыт дифференциального разгазирования;*
- *сепараторный тест;*
- *определение вязкости пластовой нефти.*

Исследования проб пластовой нефти, отобранных из скважин АСК-3 и АСК-6, проводились на установках «RuskaInstrumentCorporation» (г. Хьюстон, Штат Техас, США), с пределом измерения давления до 75,0 МПа, температуры – 200 °С и объемом камеры 415 см<sup>3</sup>. Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Agilent 6890».

По пробе из скважины АСК-3 проведены следующие исследования:

- *определение свойств пластовой нефти при однократном и дифференциальном разгазировании;*
- *исследование пластового флюида при постоянной массе без выпуска пластовой смеси;*
- *определение компонентного состава газа, разгазированной и пластовой нефти;*



- *опыт дифференциального разгазирования;*
- *определение свойств и компонентного состава выделенных газов при дифференциальном разгазировании;*
- *определение вязкости пластовой нефти.*

Итак, в рамках утвержденного отчета по подсчету запасов нефти и газа по месторождению Асанкеткен (7), свойства нефти в пластовых условиях были изучены по продуктивным горизонтам Ю-IV «Б» (одна проба) и Ю-V (одна проба), а после – дополнительно отобраны и исследованы две пробы из скважин АСК-3 и АСК-6, представляющие Ю-V продуктивный горизонт.

#### ***Ю-IV «Б» горизонт.***

Давление насыщения нефти растворенным газом по рассматриваемому горизонту по данным исследования одной глубинной пробы нефти составило 3,72 МПа, при пластовом давлении 14,2 МПа и температуре 41,5 °С. Газосодержание пластовой нефти составляет 17,4 м<sup>3</sup>/т. Пластовая нефть характеризуется плотностью 0,834 г/см<sup>3</sup> и вязкостью 14,1 мПа\*с. Плотность, после разгазирования пластовой нефти при стандартных условиях составила 0,857 г/см<sup>3</sup>. Объемный коэффициент нефти – 1,051 д.ед.

#### ***Ю-V горизонт.***

Необходимо подчеркнуть, что ранее свойства нефти в пластовых условиях по продуктивному горизонту Ю-V были отобраны и исследованы в скважине АСК-1 в 2012 г., в период разведки месторождения, а из скважин АСК-6 и АСК-3, соответственно в октябре и ноябре 2023 г., т.е. после почти 12-ти лет разработки месторождения, при этом степень выработанности утвержденных извлекаемых запасов нефти по рассматриваемому продуктивному горизонту достигла почти 99 %, при высокой текущей обводненности добываемой продукции.

Вместе с тем, в скважине АСК-3 пробы нефти были отобраны из глубины 1000 м, при интервале перфорации 1367,0-1372,9 м, а в скважине АСК-6 – пробы нефти и газа были отобраны из сепаратора для проведения рекомбинирования.

Учитывая вышеизложенные обстоятельства, для характеристики свойств нефти в пластовых условиях в начальный период по горизонту Ю-V приняты результаты исследования по скважине АСК-1, а результаты исследований, выполненные после, в скважинах АСК-3 и АСК-6, принимаются в качестве характеристик пластовой нефти при текущих условиях.

При начальных условиях давление насыщения нефти растворенным газом по рассматриваемому горизонту по данным исследования одной глубинной пробы нефти составило 5,43 МПа, при пластовом давлении 14,1 МПа и температуре 43,4 °С.



Газосодержание пластовой нефти составляет 26,9 м<sup>3</sup>/т. Пластовая нефть характеризуется плотностью 0,811 г/см<sup>3</sup> и вязкостью 6,8 мПа\*с. Плотность, после разгазирования пластовой нефти при стандартных условиях составила 0,847 г/см<sup>3</sup>. Объемный коэффициент нефти – 1,076 д.ед.

При текущих условиях давление насыщения нефти растворенным газом по рассматриваемому горизонту по данным исследований проб нефти составило в среднем 2,47 МПа, при пластовом давлении 11,9 МПа и температуре 35,0 °С. Среднее газосодержание пластовой нефти составляет 11,8 м<sup>3</sup>/т. Пластовая нефть характеризуется средней плотностью 0,832 г/см<sup>3</sup> и средней вязкостью 4,4 мПа\*с. Плотность, после разгазирования пластовой нефти при стандартных условиях составила в среднем 0,842 г/см<sup>3</sup>. Объемный коэффициент нефти в среднем составляет 1,031 д.ед.



Таблица 2.3. 1-Свойства нефти в пластовых условиях

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Глубина отбора проб, м	Номер пробы	Горизонт	Пластовые		Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Объемный коэффициент, д.ед.	Усадка нефти, %
						давление, МПа	температура, °С		м <sup>3</sup> /т	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		
АСК-Ю1	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	18.04.2013	1200	1	Ю-IV «Б»	14,2	41,5	3,72	17,4	14,9	1,051	-
<b>Среднее по горизонту Ю-IV «Б»:</b>						<b>14,2</b>	<b>41,5</b>	<b>3,72</b>	<b>17,4</b>	<b>14,9</b>	<b>1,051</b>	<b>-</b>
АСК-1	1271,0-1277,0	15.01.2012	1200	2	Ю-V	14,1	43,4	5,43	26,9	22,8	1,076	-
<b>Начальные по горизонту Ю-V:</b>						<b>14,1</b>	<b>43,4</b>	<b>5,43</b>	<b>26,9</b>	<b>22,8</b>	<b>1,076</b>	<b>-</b>
АСК-6	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	30.10.2023	сепаратор	1	Ю-V	11,9	35,0	2,48	12,2	10,3	1,031	3,0
АСК-3	1367,0-1372,9	15.11.2023	1000	1		11,9	35,0	2,45	11,4	9,6	1,031	3,0
<b>Текущие по горизонту Ю-V:</b>						<b>11,9</b>	<b>35,0</b>	<b>2,47</b>	<b>11,8</b>	<b>10,0</b>	<b>1,031</b>	<b>3,0</b>

Продолжение таблицы 2.3.1

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Глубина отбора проб, м	Номер пробы	Горизонт	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>			Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент растворимости газа, м <sup>3</sup> /(м <sup>3</sup> *МПа)	Коэффициент сжимаемости нефти, *10 <sup>-4</sup> 1/МПа
						при пластовом давлении	при стандартных условиях	при давлении насыщения			
АСК-Ю1	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	18.04.2013	1200	1	Ю-IV «Б»	0,834	0,857	0,826	14,1	-	-
<b>Среднее по горизонту Ю-IV «Б»:</b>						<b>0,834</b>	<b>0,857</b>	<b>0,826</b>	<b>14,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
АСК-1	1271,0-1277,0	15.01.2012	1200	2	Ю-V	0,811	0,847	0,805	6,8	-	-
<b>Начальные по горизонту Ю-V:</b>						<b>0,811</b>	<b>0,847</b>	<b>0,805</b>	<b>6,8</b>		
АСК-6	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	30.10.2023	Сепаратор	1	Ю-V	0,833	0,843	0,825	3,6	4,16	-
АСК-3	1367,0-1372,9	15.11.2023	1000	1		0,831	0,842	0,831	5,2	4,13	9,67
<b>Текущие по горизонту Ю-V:</b>						<b>0,832</b>	<b>0,842</b>	<b>0,828</b>	<b>4,4</b>	<b>4,15</b>	<b>9,67</b>



### **2.3.2. Свойства и состав нефти в поверхностных условиях**

Для изучения свойств нефти в дегазированном состоянии по месторождению Асанкеткен было отобрано всего 20 проб из 7-ми скважин АСК-Ю1 (одна проба из Ю-IV «Б» горизонта и четыре пробы – из Ю-V горизонта), АСК-Ю2 (две пробы), АСК-1 (семь проб), АСК-2 (три пробы), АСК-3 (одна проба), АСК-4 (одна проба) и АСК-6 (одна проба).

Четыре пробы нефти, отобранные из скважин АСК-1, АСК-2, АСК-4 и АСК-6 признаны некондиционными, ввиду высокого содержания механических примесей и хлористых солей.

После утверждения предыдущего отчета по подсчету запасов нефти и газа (9) дополнительно отобраны и исследованы 7 проб нефти из скважин АСК-Ю1, АСК-Ю2, АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-4 и АСК-6.

Практически все исследования нефти в дегазированном состоянии выполнены в лаборатории ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау) и одна проба по скважине АСК-4 – в лаборатории АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау).

#### ***Ю-IV «Б» горизонт.***

Рассматриваемый горизонт исследован одной пробой нефти из скважины АСК-Ю1. Плотность нефти составляет 0,859 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С составляет 37,3 мм<sup>2</sup>/с, а при 40 °С – 15,7 мм<sup>2</sup>/с.

Температура застывания нефти составляет «минус» 15 °С, а температура вспышки – 67 °С.

В нефти содержатся: парафина – 5,9 % масс., серы – 0,3 % масс., смол – 5,3 % масс. Содержание асфальтенов не замечено.

Температура начала кипения не определена. Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет 32 % масс.

#### ***Ю-V горизонт.***

Плотность нефти по исследованным пробам составляет в среднем 0,847 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С составляет 25,1 мм<sup>2</sup>/с, а при 40 °С – 10,1 мм<sup>2</sup>/с.

Температура застывания нефти составляет «минус» 14 °С, а температура вспышки – 31 °С.

В нефти содержатся: парафина – 9,3 % масс., серы – 0,2 % масс., смол – 3,2 % масс. Содержание асфальтенов не замечено.

Средняя температура начала кипения – 145 °С. Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет 38 % масс.



Таким образом, нефти продуктивных горизонтов месторождения Асанкеткен схожи между собой и по плотности характеризуются как «средние», «парафинистые» и «высокопарафинистые», «малосмолистые» и «смолистые», «малосернистые».



Таблица 2.3. 2-Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Горизонт	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость при различных температурах, мм <sup>2</sup> /с					Температура, °С		Содержание в нефти, % масс.						Зольность	Коксуемость	Хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	Температура начала кипения, °С	Фракционный состав по Энглеру, % масс.			
					20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	100 °С	вспышки	застывания	парафин	серы	смола	асфальтенов	мех. прим.	150 °С					200 °С	250 °С	300 °С	
АСК-Ю1	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	04.06.2013	Ю-IV «Б»	0,859	37,3	22,9	15,7	11,9	4,0	67	-15	5,9	0,3	5,3	отс.	отс.	-	-	57,3	-	-	8	-	32	
<b>Среднее по горизонту Ю-IV «Б»:</b>				<b>0,859</b>	<b>37,3</b>	<b>22,9</b>	<b>15,7</b>	<b>11,9</b>	<b>4,0</b>	<b>67</b>	<b>-15</b>	<b>5,9</b>	<b>0,3</b>	<b>5,3</b>	<b>отс.</b>	<b>отс.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>57,3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>32</b>	
АСК-1	1294,0-1297,0	04.09.2011	Ю-V	0,848	18,7	12,1	8,8	7,1	2,9	20	-20	10,5	0,2	4,3	0,0	0,04	0,10	1,20	112,0	154	-	8	19	38	
	1281,0-1287,0	15.10.2011	Ю-V	0,846	40,7	14,1	9,7	7,9	3,1	34	-15	9,8	0,2	3,5	0,1	0,01	0,05	0,90	47,2	151	-	8	18	38	
	1271,0-1277,0	04.03.2012	Ю-V	0,846	34,7	13,6	9,4	7,2	2,9	31	-12	6,9	0,2	3,5	0,1	0,02	0,02	0,60	11,6	147	-	8	18	38	
	1266,5-1269,5	13.04.2012	Ю-V	0,848	21,0	14,1	10,4	7,9	3,1	42	-12	8,7	0,2	3,6	0,0	0,56	0,04	1,04	110,2	-	-	7	-	42	
	1266,5-1269,5	11.07.2012	Ю-V	0,849	22,2	14,5	10,5	8,0	3,0	54	-18	10,8	0,2	3,3	0,1	0,58	0,04	0,76	140,3	154	-	6	17	36	
АСК-2	1266,5-1269,5 1271,0-1277,0	09.08.2014	Ю-V	0,847	27,5	14,7	10,4	7,7	-	35	2	6,4	0,1	2,0	отс.	отс.	-	-	25,4	-	-	10	18	38	
	1295,0-1300,0	05.04.2012	Ю-V	0,851	24,6	15,1	11,4	8,6	3,2	37	-15	10,3	0,2	2,9	0,0	0,34	0,03	1,04	160,4	-	-	6	-	36	
АСК-Ю1	1295,0-1300,0	14.09.2014	Ю-V	0,846	22,8	13,7	10,0	7,7	-	21	-18	7,4	0,2	2,2	отс.	отс.	-	-	20,3	130	4	14	25	38	
	1382,0-1390,0	10.06.2012	Ю-V	0,848	22,6	16,8	10,5	8,0	3,2	23	-12	8,3	0,2	3,6	0,1	0,28	0,06	0,98	293,9	136	2	5	18	38	
	1369,9-1375,9	28.10.2012	Ю-V	0,850	19,8	13,8	10,3	7,9	3,2	45	-20	8,5	0,2	2,5	отс.	0,03	0,04	0,77	187,5	149	-	8	19	38	
	1351,9-1357,1	06.01.2013	Ю-V	0,848	34,0	16,9	10,5	7,9	3,2	22	-13	9,5	0,2	3,4	0,1	0,07	0,03	1,02	11,6	-	-	6	16	38	
АСК-Ю2	1351,9-1357,1	07.08.2014	Ю-V	0,848	28,7	14,7	10,5	7,9	-	34	7	8,7	0,1	2,9	отс.	отс.	-	-	12,7	132	6	10	20	39	
	1319,0-1320,0 1325,1-1326,4	28.10.2012	Ю-V	0,840	15,5	10,1	7,8	6,2	2,7	13	-20	10,3	0,2	2,8	отс.	-	0,03	0,77	13,9	151	-	7	17	39	
АСК-3	1345,0-1351,0	08.08.2014	Ю-V	0,846	23,2	14,0	10,2	7,8	-	19	-11	11,6	0,1	3,2	отс.	отс.	-	-	33,0	-	-	5	16	38	
	1367,0-1372,9	17.02.2024	Ю-V	0,851	20,2	14,4	10,5	8,0	3,0	31	-26	10,2	0,1	4,1	отс.				192,8	142	2	10	23	38	
<b>Среднее по горизонту Ю-V:</b>				<b>0,847</b>	<b>25,1</b>	<b>14,2</b>	<b>10,1</b>	<b>7,7</b>	<b>3,1</b>	<b>31</b>	<b>-14</b>	<b>9,3</b>	<b>0,2</b>	<b>3,2</b>	<b>отс.</b>		<b>0,04</b>	<b>0,91</b>	<b>91,5</b>	<b>145</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>19</b>	<b>38</b>	
АСК-1*	1278,0	31.03.2011	Ю-V	0,853	24,1	16,1	11,7	9,0	3,3	-	-	6,2	0,2	4,1	0,0	1,04	0,13	1,04	22476,0*	168	-	5	16	23	
АСК-2*	1302,0-1305,0	13.04.2012	Ю-V	0,860	30,6	14,9	11,1	8,4	3,4	46	-12	8,4	0,2	3,2	0,0	0,46	0,04	1,08	1099,3*	105	-	7	-	42	
АСК-4*	1315,0-1327,0	21.09.2019	Ю-V	0,860	32,6	21,3	14,0	10,3	-	24	-36	4,0	0,3	3,9	-	0,003	-	-	8299,0*	105	4	9	20	34	
АСК-6*	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	30.10.2023	Ю-V	0,861	27,2	-	-	9,5	-	48	-40	6,7	0,2	3,0	отс.	0,04			1084,5*	144	2	9	20	34	

Примечание: \* - пробы некондиционные и не приняты при усреднении параметров

Таблица 2.3. 3-Содержание в дегазированной нефти металлов

Скважина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Массовое содержание, мг/кг						
			Свинец	Цинк	Железо	Ванадий	Марганец	Никель	Медь
АСК-1	1266,5-1269,5	Ю-V	9,70	0,39	7,33	3,45	отс.	2,42	отс.
АСК-1	1266,5-1269,5		2,70	0,13	5,53	3,76	1,003	2,85	отс.
АСК-1	1271,0-1277,0		0,58	отс.	1,54	4,17	0,33	1,55	отс.
АСК-1	1281,0-1287,0		0,54	отс.	4,36	5,66	отс.	2,21	отс.
АСК-1	1294,0-1297,0		2,82	отс.	10,83	3,33	0,02	2,14	отс.
АСК-2	1295,0-1300,0		0,85	отс.	5,59	4,27	отс.	2,32	отс.
АСК-2	1302,0-1305,0		1,90	отс.	3,76	3,90	0,17	2,38	отс.
АСК-Ю1	1382,0-1390,0		5,20	1,43	8,39	3,58	0,64	1,78	отс.
АСК-Ю1	1351,9-1357,1		1,07	отс.	5,51	1,93	0,60	2,15	-



### **2.3.3. Свойства и состав растворенного в нефти газа**

Для изучения свойств растворенного в нефти газа по месторождению Асанкеткен было всего отобрана 21 проба из 7-ми скважин АСК-Ю1 (две пробы из Ю-IV «Б» горизонта и четыре пробы – из Ю-V горизонта), АСК-Ю2 (две пробы), АСК-1 (шесть проб), АСК-2 (три пробы), АСК-3 (одна проба), АСК-4 (две пробы) и АСК-6 (одна проба).

Пробы газа отбирались, в основном, из сепаратора (всего 13 проб), на устье (всего 6 проб) и после разгазирования пластовой нефти (всего 2 пробы).

После утверждения предыдущего отчета по подсчету запасов нефти и газа (9) дополнительно отобраны и исследованы 8 проб газа из скважин АСК-Ю1, АСК-Ю2, АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-4 и АСК-6.

Исследования свойств и состава газа выполнены в лабораториях компаний АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау), ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау) и ТОО «KAZPETROTEST» (г. Аксай).

Исследованные пробы газа по горизонтам месторождения Асанкеткен характеризуются одинаковыми свойствами и составом. Так, среднее содержание метана в газе изменяется по горизонтам от 88,42 % об. до 89,02 % об., этана – от 3,12 % об. до 3,69 % об. и пропана – от 0,33 % об. до 0,37 % об.

Из неуглеводородных газов в составе растворенного в нефти газа содержатся: азот – от 1,72 % об. до 2,54 % об.; углекислый газ – от 0,63 % об. до 0,84 % об.

Сероводород в составе газа – отсутствует.

Плотность газа Ю-IV «Б» горизонта составляет 0,822 кг/м<sup>3</sup>, а горизонта Ю-V – в среднем 0,799 кг/м<sup>3</sup>. Относительная плотность газа по воздуху составляет по горизонтам в среднем 0,668 д.ед., а вязкость газа в среднем составляет 0,012 мПа\*с.



Таблица 2.3. 4-Свойства и состав растворенного в нефти газа

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Место отбора	Горизонт	Содержание, % об.											Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	Удельный вес по отношению к воздуху, д.ед.	Вязкость газа, мПа*с	Молекулярная масса газа, г/моль
					СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>5</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>6</sub>	i-C <sub>4</sub> Н <sub>7</sub>	n-C <sub>4</sub> Н <sub>7</sub>	i-C <sub>5</sub> Н <sub>8</sub>	n-C <sub>5</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>6</sub> Н <sub>9</sub>	Н <sub>2</sub> S	СО <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>				
АСК-Ю1	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	04.06.2013	Сепаратор	Ю-IV «Б»	88,63	4,33	0,45	4,43	0,04	1,23	-	-	-	0,86	0,03	0,822	0,682	0,012	19,67
	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	18.04.2013	Дегазация нефти		89,40	1,90	0,20	3,90	0,20	0,50	0,10	-	-	0,40	3,40	-	0,658	-	19,06
<b>Среднее по горизонту Ю-IV «Б»:</b>					<b>89,02</b>	<b>3,12</b>	<b>0,33</b>	<b>4,15</b>	<b>0,12</b>	<b>0,87</b>	<b>0,10</b>	-	-	<b>0,63</b>	<b>1,72</b>	<b>0,822</b>	<b>0,670</b>	<b>0,012</b>	<b>19,37</b>
АСК-1	1266,5-1269,5	11.07.2012	Сепаратор	Ю-V	86,78	4,83	0,49	3,82	0,04	1,00	-	-	-	0,68	2,36	0,818	0,679	0,012	19,59
	1266,5-1269,5	13.04.2012	Сепаратор		85,50	4,41	0,50	4,71	0,05	1,68	0,01	0,27	-	0,62	2,25	0,856	0,711	0,012	20,78
	1271,0-1277,0	15.01.2012	Газ дегазации нефти		85,10	4,90	0,62	4,73	0,10	0,95	0,10	0,21	-	0,65	2,61	-	0,701	-	20,30
	1271,0-1277,0	04.03.2012	Сепаратор		90,60	3,66	0,27	1,71	0,02	0,33	-	0,01	-	0,56	2,84	0,754	0,626	0,012	17,93
	1281,0-1287,0	29.10.2011	Сепаратор		90,62	3,72	0,29	1,85	0,02	0,42	-	-	-	0,61	2,49	0,758	0,629	0,012	18,21
	1266,5-1265,5 1271,0-1277,0	09.08.2014	Устье		86,77	3,89	0,44	3,93	0,04	1,21	0,00	0,23	-	1,11	2,39	0,831	0,690	0,012	19,82
АСК-2	1295,0-1300,0	27.07.2012	Сепаратор		88,06	4,32	0,45	4,25	0,03	0,78	-	-	-	0,02	2,09	0,807	0,670	0,012	19,64
	1302,0-1305,0	13.04.2012	Сепаратор		90,65	3,40	0,28	2,28	0,01	0,29	-	0,08	-	1,02	1,99	0,765	0,635	0,012	18,48
	1295,0-1300,0	14.09.2014	Сепаратор		86,88	3,06	0,49	3,41	0,05	0,92	0,01	0,17	-	2,24	2,79	0,824	0,683	0,012	19,64
АСК-Ю1	1351,9-1357,1	06.01.2013	Сепаратор		86,61	4,87	0,49	4,43	0,04	1,01	-	-	-	0,64	1,91	0,827	0,686	0,012	19,79
	1369,9-1375,9	28.10.2012	Сепаратор		88,17	3,96	0,41	3,35	0,03	0,69	0,01	-	-	0,98	2,40	0,799	0,663	0,012	19,15
	1382,0-1390,0	15.06.2012	Устье		91,71	2,23	0,17	1,53	0,01	0,10	-	-	-	1,31	2,94	0,744	0,617	0,013	17,84
	1351,9-1357,1	07.08.2014	Устье		86,93	4,36	0,43	3,93	0,04	1,00	0,00	0,30	-	1,10	1,93	0,868	0,720	0,012	19,75
АСК-Ю2	1319,0-1320,7 1325,1-1326,4	28.10.2012	Устье		84,64	5,03	0,33	4,85	0,14	1,65	0,02	-	-	0,81	2,53	0,857	0,711	0,012	20,51
	1345,0-1351,0	08.08.2014	Устье		86,92	3,82	0,45	3,72	0,04	0,92	0,00	0,18	-	1,30	2,64	0,822	0,682	0,012	19,61
АСК-4	1315,0-1327,0	21.09.2019	Устье		92,56	1,70	0,11	0,99	0,00	0,04	-	0,27	-	1,30	3,00	0,739	0,614	0,011	17,79
АСК-4	1291,5-1295,5 1303,8-1309,6	17.02.2024	Сепаратор		90,76	2,49	0,25	2,30	0,03	0,57	0,03	0,02	-	0,00	3,56	0,762	0,632	0,012	18,21
АСК-6	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	15.11.2023	Сепаратор		89,94	3,16	0,28	2,57	0,02	0,57	0,01	0,05	-	0,92	2,50	0,776	0,644	0,012	18,57
АСК-3	1367,0-1372,9	17.02.2024	Сепаратор	90,74	2,25	0,23	2,43	0,06	0,86	0,06	0,08	-	0,00	3,09	0,774	0,642	0,012	18,50	
<b>Среднее по горизонту Ю-V:</b>					<b>88,42</b>	<b>3,69</b>	<b>0,37</b>	<b>3,20</b>	<b>0,04</b>	<b>0,79</b>	<b>0,02</b>	<b>0,16</b>	-	<b>0,84</b>	<b>2,54</b>	<b>0,799</b>	<b>0,665</b>	<b>0,012</b>	<b>19,16</b>



#### **2.3.4. Свойства и состав пластовой воды**

В разрезе юрских отложений месторождения Асанкеткен, по результатам ГИС и опробования скважин установлены водонасыщенные горизонты. Опробование скважин и отбор проб воды из водонасыщенных горизонтов не проводилось, а изучались только пластовые воды продуктивных горизонтов юрского разреза.

В пределах месторождения отобрано и проанализировано 14 проб воды из среднеюрских горизонтов, в том числе: одна проба отобрана из объекта опробования продуктивного горизонта Ю-IV «Б» и остальные – из объектов опробования Ю-V горизонта.

После утверждения предыдущего отчета по подсчету запасов нефти и газа (9) дополнительно отобраны и исследованы пробы воды из скважин АСК-Ю1, АСК-Ю2, АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-4 и АСК-6.

Все пробы пластовой воды были проанализированы в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Сведения о химическом составе и физических свойствах пластовых вод приведены в таблице 2.3.5. Содержание тяжелых металлов в пластовой воде представлены в таблице 2.3.6.

**Среднеюрский горизонт Ю-IV «Б».** Минерализация пластовых вод составляет 190,9 г/л. Плотность воды при 20 °С составляет 1,151 г/см<sup>3</sup>, соленость равна 19<sup>0</sup>Бе, общая жесткость достигает 347,1 мг-экв/л, реакция воды кислая, рН составляет 6.

По характеристике В. Сулина воды относятся к рассолам, хлоридно-кальциевого типа, III класса.

Содержание компонентов составляет: кальций-ион – 2 388,9 мг/л, хлориды – 117 459,0 мг/л, магний-ион – 2 771,3 мг/л, сульфаты – 37,5 мг/л, натрий+калий – 68 238,0 мг/л, гидрокарбонаты – 68,4 мг/л.

**Среднеюрский горизонт Ю-V.** Минерализация пластовых вод в среднем составляет 195,3 г/л. Плотность воды при 20 °С – 1,153 г/см<sup>3</sup>, соленость равна 19,2<sup>0</sup>Бе, общая жесткость достигает 327,7 мг-экв/л, реакция воды кислая, рН составляет 6,5.

По характеристике В. Сулина воды относятся к рассолам, хлоридно-кальциевого типа, III класса.

Содержание компонентов составляет: кальций-ион – 2 746,8 мг/л, хлориды – 120 027,9 мг/л, магний-ион – 2 291,7 мг/л, сульфаты – 58,8 мг/л, натрий+калий – 70 425,1 мг/л, гидрокарбонаты – 105,9 мг/л.

Начальная геотермобарическая характеристика среднеюрских отложений в скважине АСК-1 составили:  $P_{пл} = 14,27$  МПа,  $T_{пл} = 43,9$  °С, на глубине 1295,5 м.



Таблица 2.3. 5-Физико-химические свойства и состав пластовых вод месторождения Асанкеткен

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Соленость, °Бе	Компонентный состав, мг/л						Минерализация, г/л	Классификация по Пальмеру			Классификация по Сулину		рН	Жесткость		Вязкость, сСт	Сухой остаток, мг/л
					HCO <sup>3-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A <sub>2</sub>	rCl-rNa rMg	rCaCl <sub>2</sub> MgCl <sub>2</sub>		общая, мг-экв/л	-		
<b>Горизонт Ю-IV «Б»</b>																					
АСК-Ю1	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	04.06.2013	1,151	19,0	68,4	37,5	117 459,0	2 388,9	2 771,3	68 238,0	190,9				1,52	0,52	6,0	347,1	0,8	1,37	220 548
<b>Среднее по Ю-IV «Б»:</b>			<b>1,151</b>	<b>19,0</b>	<b>68,4</b>	<b>37,5</b>	<b>117 459,0</b>	<b>2 388,9</b>	<b>2 771,3</b>	<b>68 238,0</b>	<b>190,9</b>				<b>1,52</b>	<b>0,52</b>	<b>6,0</b>	<b>347,1</b>	<b>0,8</b>	<b>1,37</b>	<b>220 548</b>
<b>Горизонт Ю-V</b>																					
АСК-1	1294,0-1297,0	04.09.2011	1,152	19,0	149,0	27,2	116 865,0	3 349,5	2 540,6	67 212,4	190,1	88,60	11,33	0,07	1,79	0,79	6,4	376,1	1,6	1,60	208 405
АСК-1	1266,5-1269,5 1271,0-1277,0	09.08.2014	1,147	18,6	92,8	21,4	114 660,0	1 409,1	3 035,3	67 049,4	186,3	-	-	0,05	-	-	6,2	319,9	1,0	1,37	203 030
АСК-2	1302,0-1305,0	29.05.2012	1,153	19,1	173,7	14,2	116 686,0	3 342,1	1 814,5	68 480,5	190,5	90,40	9,50	0,09	2,10	1,10	6,0	316,0	2,2	1,40	209 431
АСК-2	1295,0-1300,0	06.08.2012	1,156	19,5	106,9	35,9	120 167,0	3 501,6	2 123,7	69 954,0	195,9	89,70	10,25	0,05	1,99	0,99	7,2	349,5	1,3	1,37	211 423
АСК-2	1295,0-1300,0	14.09.2014	1,152	19,1	78,4	23,0	117 543,0	3 077,6	2 122,1	68 726,8	191,6	-	-	0,04	-	-	6,8	328,1	1,2	1,34	220 325
АСК-Ю1	1382,0-1390,0	10.06.2012	1,157	19,5	81,2	12,9	119 669,0	2 804,0	2 339,6	70 004,3	194,9	90,20	9,80	0,04	1,72	0,72	7,8	332,3	0,8	1,39	214 436
АСК-Ю1	1369,9-1375,9	28.10.2012	1,155	19,4	119,8	24,4	119 137,0	2 582,2	2 075,1	70 433,6	194,4	-	-	-	1,70	0,75	6,2	-	-	-	-
АСК-Ю1	1351,9-1357,1	07.08.2014	1,152	19,1	63,5	205,8	117 344,0	1 199,7	2 569,2	69 988,9	191,4	-	-	0,03	-	-	6,0	271,1	0,7	1,31	218 592
АСК-Ю2	1345,0-1351,0	08.08.2014	1,153	19,3	53,8	176,1	118 544,0	3 719,1	1 405,1	70 059,9	194,0	-	-	0,03	-	-	6,0	301,1	0,6	1,40	216 484
АСК-3	1367,0-1372,9	17.02.2024	1,149	19,6	109,1	25,0	120 276,8	2 862,9	2 497,1	70 049,4	195,8	89,70	10,20	0,05	1,70	0,70	6,2	348,2	1,1	1,37	204 749
АСК-4	1315,0-1327,0	21.09.2019	1,155	-	115,9	-	141 994,7	3 507,0	1 824,0	84 694,9	228,0	-	-	-	-	-	6,0	325,0	-	1,38	227 567
АСК-4	1291,5-1295,5 1303,8-1309,6	20.02.2024	1,152	19,7	169,6	62,8	120 708,0	3 220,5	2 218,3	70 486,9	196,9	89,90	10,04	0,08	1,86	0,88	7,0	343,1	2,6	1,40	215 457
АСК-6	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	30.10.2023	1,150	19,0	63,5	77,4	116 768,4	1 133,6	3 227,5	68 385,1	189,7	90,20	8,74	0,03	1,20	-	6,2	322,0	-	1,39	209
<b>Среднее по Ю-V:</b>			<b>1,206</b>	<b>19,2</b>	<b>105,9</b>	<b>58,8</b>	<b>120 027,9</b>	<b>2 746,8</b>	<b>2 291,7</b>	<b>70 425,1</b>	<b>195,3</b>	<b>89,81</b>	<b>9,98</b>	<b>0,05</b>	<b>1,76</b>	<b>0,85</b>	<b>6,5</b>	<b>327,7</b>	<b>1,3</b>	<b>1,40</b>	<b>195 842</b>

Таблица 2.3. 6-Содержание тяжелых металлов в пластовых водах месторождения Асанкеткен

Скважина	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание тяжелых металлов (мг/кг)									
			Ванадий	Хром	Марганец	Железо	Кобальт	Висмут	Никель	Медь	Цинк	Свинец
<b>Горизонт Ю-V</b>												
АСК-1	1294-1297	04.09.2011	0,0100	0,0060	0,2800	0,9200	отс.	отс.	0,0300	0,0400	2,9800	отс.
АСК-2	1295-1300	06.08.2012	0,0180	0,1150	7,2810	0,2480	отс.	отс.	0,0320	0,1120	0,2240	отс.
АСК-2	1302-1305	29.05.2012	0,0070	0,0580	0,3330	0,2100	отс.	0,0810	0,0090	0,0020	отс.	0,0200
АСК-Ю1	1382-1390	10.06.2012	0,0080	0,0570	3,2030	1,1120	отс.	0,0850	0,0250	0,0670	0,0690	0,0320
<b>Среднее значение:</b>			<b>0,0108</b>	<b>0,0590</b>	<b>2,7743</b>	<b>0,6225</b>	<b>отс.</b>	<b>0,0830</b>	<b>0,0240</b>	<b>0,0553</b>	<b>1,0910</b>	<b>0,0260</b>



#### **2.4. Физико-гидродинамическая характеристика**

Керн на месторождении Асанкеткен отобран в пределах горизонта Ю-V, в котором сосредоточены основные запасы. Отобрано керна 26,95 м (99,8 % от проходки с отбором), изучено 72 образца, на которых выполнены:

- **стандартные исследования**, включающие следующие параметры: открытая пористость, газопроницаемость, плотность минералогическая, гранулометрический состав пород, суммарное содержание карбонатных минералов;

- **специальные исследования**: влияние горного давления на проницаемость и пористость, кривые капиллярного давления методом центрифуги, определение остаточной водонасыщенности при максимально достигнутом капиллярном давлении, коэффициент вытеснения в системе нефть-вода, смачиваемость по методу Аммота-Харвея.

В лабораторийкомплекс стандартных и специальных параметров выполнен на 7 образцах скважины АСК-2 и на 17 образцах – скважины АСК-3. В таблице 2.4.1 представлены виды и количество проведенных исследований.

Комплекс специальных исследований, включал определение: пористости и проницаемости, при давлении обжима образца, имитирующем пластовое; кривые капиллярного давления и удельное электрическое сопротивление, при 100 % и текущей водонасыщенности; остаточная водонасыщенность, создаваемые методом центрифуги и пропитки; коэффициента вытеснения нефти водой; фазовую проницаемость в системе «нефть-вода».

Виды анализа и количество образцов, задействованных в исследовании приведены в таблице 2.4.2.



Таблица 2.4.1-Виды исследований и количество изученных образцов керн

Виды исследований	АСК-2			АСК-3	ВСЕГО
	Жаһ	CoRx	W-K	КМГ	
Фотографирование керн в белом и УФ свете, м	17,95	-	-	9	26,95
Гамма-каротаж керн-общий и спектральный, м	17,95	-	-	9	26,95
Детальное макрокопическое описание пород	-	-	-	-	26,93
Петрографическое описание шлифа с микрофотографиями, шлиф	-	11	-	-	11
Водо-нефтенасыщенность по Дину-Старку, образец	48	-	-	17	65
Пористость по гелию $P_{обж} = 2,67$ МПа, образец	48	15*	7	17	87
Пористость по гелию при $P_{обж} = 10,0$ МПа, образец	-	4	-	-	4
Минералогическая плотность, образец	48	15*	7	17	87
Объемная плотность, образец	-	-	-	17	17
Минералогический состав методом XRD, проба	-	7	-	-	7
Проницаемость для газа при $P_{обж} = 2,76$ МПа, образец	48	15*	7	17	87
Проницаемость для газа при $P_{обж} = 10$ МПа, образец	-	4	-	-	4
Гранулометрический состав, образец	-	7	-	6	13
Карбонатность, образец	-	6	-	6	12
Электрическое сопротивление при 100 %-ной и переменной водонасыщенности («m» и «n») в атмосферных условиях, образец	-	7	-	6	13
	-	7	-	6	13
Кривые капиллярного и остаточная водонасыщенность методом центрифугирования, образец	-	8	2	6	16
Определение вытеснения нефти водой и относительная проницаемость, образец	-	-	2	3	5
Относительная проницаемость методом заводнения	-	-	2	3	5
Смачиваемость методом Амотта-Харвея, и Аммота	-	-	1	3	4
Ртутная порометрия	-	-	2	-	2

Примечание: 15\* - повторные определения стандартных параметров

Таблица 2.4.2-Характеристика образцов, отобранных на специальный анализ

Скважина	Номер образца	Глубина, м	Пористость, д.ед.	Газопроницаемость, $*10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Лаборатория
ASK-2	1	1300,07	0,263	140	COREX
ASK-2	2	1300,54	0,268	320	COREX
ASK-2	7	1302,17	0,222	22	COREX
ASK-2	11	1303,53	0,269	1342	COREX
ASK-2	17	1305,50	0,335	5215	COREX
ASK-2	30	1909,84	0,308	4576	COREX
ASK-2	34	1311,16	0,323	12661	COREX
ASK-2	1	1300,18	0,295	393	W-K
ASK-2	1s	1300,18	0,299	386	W-K
ASK-2	2	1300,23	0,295	374	W-K
ASK-2	3	1300,27	0,301	390	W-K
ASK-2	4	1305,56	0,352	5900	W K
ASK-2	4s	1305,56	0,35	5831	W-K
ASK-2	5	1305,59	0,361	7341	W-K
АСК-3	1	1346,96	0,264	118	КМГ
АСК-3	2	1347,13	0,264	84	КМГ
АСК-3	3	1350,16	0,302	295	КМГ
АСК-3	4	1350,83	0,294	256	КМГ
АСК-3	5	1351,45	0,310	870	КМГ
АСК-3	6	1351,80	0,324	696	КМГ



**Кривые капиллярного давления (ККД).** Создание кривых капиллярного давления выполнялось параллельно с замерами удельного электрического сопротивления (УЭС) на образцах керна из скважин АСК-3 и АСК-2. На образцах керна из скважины АСК-2 в процессе эксперимента давление изменялось пошагово на 8 режимах, а на образцах скважины АСК-3 – до 11 режимов. В обеих лабораториях максимальное давление составило 1,379 МПа. На каждом шаге замерялось давление и текущая водонасыщенность.

По виду ККД на всех изученных образцах достигнута неснижаемая водонасыщенность, величина которой изменяется от 0,12 д.ед. до 0,34 д.ед. (таблица 2.4.3).

**Определение коэффициента вытеснения** выполнено на двух образцах керна из скважины АСК-2 и трех образцах керна из скважины АСК-3.

Вытеснение нефти на образцах керна из скважины АСК-2 было произведено водой, при постоянной заданной скорости, методом центрифугирования. Коэффициент вытеснения нефти водой, содержащих остаточную воду в количестве, соответствующем пластовым условиям, был рассчитан по уравнению:  $K_{\text{выт}} = V_{\text{выт}} / V_{\text{нач}}$ .

Коэффициент вытеснения нефти водой выполнен на трех образцах скважины АСК-3. Эксперимент выполнялся в следующей последовательности: насыщение образца водой; методом полупроницаемой мембраны получение остаточной водонасыщенности насыщением образца моделью пластовой нефти; процесс вытеснения нефти водой; экстрагирование и опять насыщение пластовой нефтью для получения «базового скана» по нефти. После остановки закачки нефти проводилась непрерывная закачка воды в режиме постоянного расхода, до достижения десятикратной промывки порового объема.

В таблице 2.4.4 представлены результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой.

**Определение относительных фазовых проницаемостей** выполнено также на двух образцах керна из скважины АСК-2 и трех образцах керна из скважины АСК-3.

Процесс по определению относительных фазовых проницаемостей идентичен определению коэффициента вытеснения. Единственным отличием является то, что в процессе эксперимента в образец одновременно подавались две фазы, с последующим уменьшением расхода насыщенной фазы относительно вытесняющей.

На рисунке 2.4.1 представлены кривые относительных фазовых проницаемостей, а в таблице 2.4.5 – данные, достигнутые по результатам эксперимента.



**Смачиваемость пород** определена на одном образце керна из скважины АСК-2 по методике Аммот-Харвея (*методом центрифугирования*) и трех образцах керна из скважины АСК-3 по методике Аммота (*метод самопроизвольного впитывания*).

Смачиваемость породы образца керна с глубины 1300,27 м, отобранной из скважины АСК-2 с коэффициентом проницаемости  $362 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по методу Аммот-Харвея определена как *гидрофильная*, индекс смачиваемости составляет 0,83. По результатам определения смачиваемости породы образцов керна, отобранной из скважины АСК-3, порода характеризуется также как и по образцу керна из скважины АСК-2 как *гидрофильная* (таблица 2.4.6).

**Таблица 2.4.3-Результаты определения остаточной водонасыщенности по ККД**

Скважина	Номер для построения зависимостей	Глубина отбора образца, м	Пористость, д.ед.	Газопроницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Достигнутая водонасыщенность, д.ед.	Лаборатория
ASK-2	2-1	1300,07	0,263	140,1	0,30	COREX
ASK-2	2-2	1300,54	0,268	320,2	0,23	COREX
ASK-2	2-3	1302,17	0,222	22,3	0,34	COREX
ASK-2	2-4	1303,53	0,269	1341,6	0,23	COREX
ASK-2	2-5	1305,50	0,335	5214,6	0,12	COREX
ASK-2	2-6	1909,84	0,308	4575,7	0,14	COREX
ASK-2	2-7	1311,16	0,323	12661,4	0,14	COREX
ACK-3	3-1	1346,96	0,264	118,2	0,34	КМГ
ACK-3	3-2	1347,13	0,264	84,3	0,34	КМГ
ACK-3	3-3	1350,16	0,302	294,6	0,24	КМГ
ACK-3	3-4	1350,83	0,294	255,8	0,30	КМГ
ACK-3	3-5	1351,45	0,310	870,2	0,27	КМГ
ACK-3	3-6	1351,80	0,324	696,2	0,30	КМГ
ASK-2	2-8	1300,18	0,259	393,0	0,12	W-K
ASK-2	2-9	1305,56	0,304	5900,0	0,08	W-K

**Таблица 2.4.4-Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой**

Скважина	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент проницаемости по газу, $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Коэффициент проницаемости по воде, $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Коэффициент проницаемости при остаточной водонасыщенности	Коэффициент остаточной водонасыщенности, д.ед.	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	Коэффициент вытеснения, д.ед.
ACK-2	0,295	386	331	299	0,26	0,20	0,658
ACK-2	0,314	5831	5494	4987	0,16	0,16	0,701
ACK-3	0,26	118	45	67	0,38	0,24	0,583
ACK-3	0,30	519	218	287	0,23	0,30	0,519
ACK-3	0,32	696	256	399	0,30	0,29	0,565



Таблица 2.4.5-Результаты определения фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода»

Скважина	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент проницаемости по газу, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Коэффициент проницаемости по воде, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Коэффициент проницаемости при остаточной водонасыщенности	Коэффициент остаточной водонасыщенности, д.ед.	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	Коэффициент вытеснения, д.ед.
АСК-2	0,295	393	286	278	0,193	0,276	0,45
АСК-2	0,36	7341	4871	4942	0,042	0,286	0,32
АСК-3	0,28	460	192	260	0,288	0,298	0,64
АСК-3	0,26	295	33,4	46	0,359	0,308	0,51
АСК-3	0,32	696	261	348	0,209	0,344	0,55

Таблица 2.4.6-Результаты определения смачиваемости пород на образцах керна из скважины АСК-3

Глубина, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амтт	
	Самопроизвольный выход нефти, мл	Принудительный выход нефти, мл	Самопроизвольный выход воды, мл	Принудительный выход воды, мл		
1346,96	1,77	5,90	0,95	8,49	0,19	гидрофильная
1351,20	2,76	8,54	1,03	9,20	0,21	гидрофильная
1351,80	2,35	8,54	1,12	9,94	0,16	гидрофильная

## 2.5. Запасы нефти и газа

Впервые запасы нефти и растворенного газа месторождения Асанкеткен были подсчитаны оперативно в 2012 г. по результатам 2-х скважин (АСК-1 и АСК-2), в рамках «Оперативного подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Асанкеткен» (5) по продуктивному горизонту Ю-V.

Запасы УВС приняты на Государственный баланс (протокол ГКЗ Республики Казахстан № 1191-12-П от «17» мая 2012 г.), по категории С<sub>1</sub> и составили балансовые – 992 тыс.т, извлекаемые – 411 тыс.т. Геологические/извлекаемые запасы растворенного газа составили 26 / 11 млн.м<sup>3</sup>.

После оперативной оценки запасов нефти на месторождении были проведены детальные сейсморазведочные работы 3Д, пробурены дополнительно две скважины (АСК-Ю1 и АСК-Ю2), проведено испытание скважин, отобраны и изучены пробы пластового флюида, был завершен стандартный и специальный анализ кернового материала и проведена пробная эксплуатация месторождения.

По результатам проведенных геологоразведочных работ и пробной эксплуатации месторождения, в 2013 г. был составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.09.2013 г.)» (7), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1383-14-У от «28» января 2014 г.).

Вышеназванный отчет по подсчету запасов нефти и газа выполнен на основании сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, бурения и опробования 4-х скважин (АСК-1, АСК-2,





В таблице 2.5.1 представлены подсчетные параметры, начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного в нефти газа по залежам, категориям и зонам насыщения по состоянию изученности на 01.07.2024 г.



Таблица 2.5. 1-Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Асанкеткен по состоянию изученности на 01.07.2024 г.

Горизонт	Пачка	Блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь продуктивности, тыс.м <sup>2</sup>	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Эффективный объем пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициенты, д.ед.		Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Накопленная добыча нефти на 01.07.24 г., тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Запасы растворенного в нефти газа, млн.м <sup>3</sup>		Накопленная добыча растворенного газа на 01.07.24 г., тыс.т	Остаточные запасы растворенного газа		
								пористости	нефтенасыщенности								геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые	
Ю-III	Б	III	ВНЗ	C <sub>2</sub>	47	4,3	202	0,26	0,64	0,859	0,951	27	0,320	8,6	17,4				0,5	0,2				
<b>Всего по горизонту Ю-III:</b>				C <sub>2</sub>	<b>47</b>		<b>202</b>					<b>27</b>		<b>8,6</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
Ю-IV	Б	IIIa	ВНЗ	C <sub>2</sub>	14	1,5	21	0,26	0,47	0,859	0,951	2	0,320	0,6	17,4				*	*				
			НЗ	В	22	2,6	57	0,28	0,65	0,859	0,951	8	0,427	3,4	28,3				0,2	0,1				
		IIIб	ВНЗ	В	20	2,9	58	0,28	0,65	0,859	0,951	9	0,427	3,8	28,3				0,3	0,1				
			НЗ	C <sub>1</sub>	88	1,4	123	0,24	0,52	0,859	0,951	13	0,427	5,6	28,3				0,4	0,2				
			ВНЗ	C <sub>1</sub>	42	2,5	105	0,24	0,52	0,859	0,951	11	0,427	4,7	28,3				0,3	0,1				
<b>Всего по горизонту Ю-IV:</b>				В	<b>42</b>		<b>115</b>					<b>17</b>		<b>7,2</b>				<b>0,5</b>	<b>0,2</b>					
				C <sub>1</sub>	<b>130</b>		<b>228</b>					<b>24</b>		<b>10,3</b>				<b>0,7</b>	<b>0,3</b>					
				В+C <sub>1</sub>	<b>172</b>		<b>343</b>					<b>41</b>		<b>17,5</b>		<b>8,8</b>	<b>32,2</b>	<b>8,7</b>	<b>1,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,253</b>	<b>0,947</b>	<b>0,247</b>	
				C <sub>2</sub>	<b>14</b>		<b>21</b>					<b>2</b>		<b>0,6</b>				<b>0,0</b>	<b>0,0</b>					
Ю-V	-	IIIa	ВНЗ	В	77	10,4	801	0,27	0,72	0,847	0,930	123	0,427	52,5	25,5	6,2	116,8	46,3	3,1	1,3	0,087	3,013	1,213	
		IIIб	ВНЗ	В	362	15,2	5 502	0,26	0,72	0,847	0,930	812	0,427	346,7	25,5	289,6	522,4	57,1	20,7	8,8	7,401	13,299	1,399	
		IV	ВНЗ	В	106	3,8	403	0,23	0,73	0,847	0,930	53	0,353	18,7	25,5	18,7	34,3	0,0	1,4	0,5	0,488	0,912	0,012	
<b>Всего по горизонту Ю-V:</b>				В	<b>545</b>		<b>6 706</b>					<b>988</b>		<b>417,9</b>		<b>314,5</b>	<b>673,5</b>	<b>103,4</b>	<b>25,2</b>	<b>10,7</b>	<b>7,976</b>	<b>17,224</b>	<b>2,724</b>	
<b>ИТОГО ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ:</b>				В	<b>545</b>		<b>6 821</b>					<b>1 005</b>		<b>425,1</b>				<b>25,7</b>	<b>10,9</b>					
				C <sub>1</sub>	<b>130</b>		<b>228</b>					<b>24</b>		<b>10,3</b>				<b>0,7</b>	<b>0,3</b>					
				В+C <sub>1</sub>	<b>675</b>		<b>7 049</b>					<b>1 029</b>		<b>435,4</b>		<b>323,3</b>	<b>705,7</b>	<b>112,1</b>	<b>26,4</b>	<b>11,2</b>	<b>8,229</b>	<b>18,171</b>	<b>2,971</b>	
				C <sub>2</sub>	<b>47</b>		<b>223</b>					<b>29</b>		<b>9,2</b>				<b>0,5</b>	<b>0,2</b>					

Примечание: \* - запасы растворенного в нефти газа менее 0,1 млн.м<sup>3</sup>



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

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

##### ***3.1.1. Результаты опробования скважин***

Во всех пробуренных на месторождении Асанкеткен 8 скважинах произведено опробование в колонне.

Всего проведено опробование в 24 скважино-объектах. Каждый из установленных продуктивных горизонтов опробован в скважинах самостоятельно по принципу «снизу-вверх». При опробовании скважины АСК-Ю1 в интервале Ю-III «Б» горизонта получен приток воды с «пленкой» нефти, а в остальных скважинах – притоки безводной нефти, а также нефть с водой.

Фонтанные притоки были получены в скважинах АСК-1, АСК-Ю1 и АСК-Ю2 при опробовании интервалов Ю-V горизонта. В скважине АСК-Ю1 при опробовании интервала 1351,9-1357,1 м (Ю-V горизонт) сначала был получен фонтанный приток и, ввиду получения низкого притока, перевели на механизированный способ (винтовой насос). Также и в скважине АСК-4 при опробовании интервала 1315,0-1327,0 м (Ю-V горизонт) был получен фонтанный приток, после чего прекратила фонтанирование и перевели на механизированный способ (винтовой насос). В скважинах АСК-Ю1 (Ю-IV «Б» горизонт) и АСК-Ю2 (Ю-V горизонт) опробование в начале проведено сваби́рованием, после чего получены фонтанные притоки. Опробование скважин АСК-1 в интервале 1294,0-1297,0 м (Ю-V горизонт) и АСК-Ю1 в интервалах 1078,5-1080,5 м и 1082,1-1085,0 м (Ю-III «Б» горизонт) проведено сваби́рованием, а остальных – механизированным способом (винтовыми насосами).

Вторичное вскрытие интервалов произведены «39gDP2 StRDX», «Predator», «KazJet» и «34 JLULTRAJET», при плотности отверстий 16-17 отверстий на погонный метр.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) наружного диаметра 73 мм при опробовании скважин спускались, в основном, на глубины до 20 м выше верхних отверстий перфорации.

Вызов притока осуществлялся сваби́рованием, винтовыми насосами и фонтанным способами.

#### **Горизонт Ю-III «Б».**



Рассматриваемый горизонт опробован в *скважине АСК-Ю1* в августе 2013 г., при этом были перфорированы интервалы 1078,5-1080,5 м и 1082,1-1085,0 м. При опробовании получен приток воды с «пленкой» нефти.

#### **Горизонт Ю-IV «Б».**

Горизонт опробован в скважинах АСК-Ю1 в мае 2013 г. и АСК-5 – в апреле 2022 г.

Опробование *скважины АСК-Ю1* в интервалах 1286,0-1289,9 м и 1294,6-1298,0 м в начале проведено свабируванием, в процессе чего скважина фонтанировала в период с «14» по «24» мая 2013 г., при этом максимальный дебит нефти при исследовании составил 28,6 м<sup>3</sup>/сут и обводненность – 7,7 % об. В период с «25» по «27» мая 2013 г. опробование и исследование скважины проведено спуском винтового насоса, при котором максимальный дебит по нефти составил 73,1 м<sup>3</sup>/сут и обводненность 44,5 % об., при работе насоса на 300 об/мин.

Опробование *скважины АСК-5* в интервале 1255,4-1257,5 м проведено при помощи винтового насоса, в результате чего получен максимальный приток нефти дебитом 9,9 м<sup>3</sup>/сут и обводненность 26,7 % об., при работе насоса на 250 об/мин.

#### **Горизонт Ю-V.**

Горизонт опробован во всех пробуренных на месторождении скважинах.

В *скважине АСК-1* проведено самостоятельное опробование 4-х интервалов рассматриваемого горизонта «снизу-вверх» в период с августа 2011 по апрель 2012 гг. Опробование нижнего интервала проведено свабируванием, двух верхних – фонтанным способом, а второго снизу – винтовым насосом. При опробовании интервалов получены притоки безводной нефти и нефти с водой различной интенсивности.

В период с апреля по июль 2012 гг. в *скважине АСК-2* проведено самостоятельное опробование 2-х интервалов горизонта по принципу «снизу-вверх». Опробование интервалов проведено винтовыми насосами, в результате чего получены притоки нефти и воды различной интенсивности.

В *скважине АСК-3* опробован интервал 1367,0-1372,9 м рассматриваемого горизонта в ноябре-декабре 2023 г. Опробование проведено винтовым насосом, при котором получен приток нефти и воды.

В *скважине АСК-4* опробование нижнего интервала 1315,0-1327,0 м проведено в ноябре-декабре 2018 г. В начальный период скважина фонтанировала, при этом максимальный дебит нефти составил 83,6 м<sup>3</sup>/сут и обводненность 33,0 % об., после чего прекратила фонтанировать и переведена на механизированный способ. При исследовании винтовым насосом максимальный дебит по нефти составил 153,2 м<sup>3</sup>/сут и обводненность 36,5 % об., при работе насоса на 180 об/мин.



Остальные вышележающие 3 интервала опробованы и исследованы самостоятельно винтовым насосом, при которых получены притоки нефти и воды различной интенсивности.

В период с января по март 2022 г. в *скважине АСК-5* проведено самостоятельное опробование 3-х интервалов по принципу «снизу-вверх». Опробования интервалов проведены винтовыми насосами, при которых получены притоки нефти и воды различной интенсивности.

В *скважине АСК-6* опробованы интервалы 1306,0-1315,0 м и 1317,0-1321,0 м рассматриваемого горизонта в сентябре 2023 г. Опробование проведено винтовым насосом, при котором получен приток нефти максимальным дебитом 84,3 м<sup>3</sup>/сут и обводненность 54,3 % об.

В период с июня по декабрь 2012 г. в *скважине АСК-Ю1* самостоятельно опробованы 3 интервала горизонта Ю-V по схеме «снизу-вверх». Опробование двух нижних интервалов проведены винтовыми насосами, а верхнего – фонтанным способом. При исследовании самого нижнего интервала максимальный дебит нефти составил 47,5 м<sup>3</sup>/сут и обводненность 47,0 % об. при работе насоса на 250 об/мин, при исследовании среднего – обводненность уменьшилась до 1,6 % об. при дебите нефти 77,8 м<sup>3</sup>/сут, а при исследовании фонтанирующего интервала получен максимальный безводный дебит 207,2 м<sup>3</sup>/сут.

Опробование *скважины АСК-Ю2* в интервале 1345,0-1351,0 м в начале проведено свабиrowание, в процессе чего скважина начала фонтанировать, в результате исследования получен максимальный приток безводной нефти дебитом 78,4 м<sup>3</sup>/сут. В сентябре 2012 г. самостоятельно опробованы вышележающие интервалы 1319,0-1320,7 м и 1325,1-1326,4 м при помощи винтовых насосов, при котором получен приток практически безводной нефти максимальным дебитом 33,5 м<sup>3</sup>/сут при работе насоса на 90 об/мин.

Результаты опробования скважин представлены в таблице 3.1.1.

На основании результатов опробования скважин в начальный период были построены зависимости изменения начального пластового давления и температуры от глубины (рисунки 3.1.1 и 3.1.2).

В таблице 3.1.2 представлены начальные пластовые давление и температура по залежам, приведенные к гипсометрической отметке водонефтяных контактов.

Так, средний по месторождению Асанкеткен градиент давления составил 0,010 МПа/м, а градиент температуры – 0,034 °С/м.



Таблица 3.1. 1-Результаты опробования скважин месторождения Асанкеткен

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата опробования	Способ опробования	Способ вскрытия	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм / м	Искусственный забой, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
АСК-1	Ю-V	1294,0-1297,0	30.08.2011-06.09.2011	Свабирование	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1231,0	1445,0	14,3	43,9	Пакер спущен на глубину 1270,2 м. Свабирование проведено в два режима и за время свабирования извлечено 77,1 м <sup>3</sup> жидкости, из них 18,7 м <sup>3</sup> нефти
АСК-1	Ю-V	1281,0-1287,0	25.09.2011-06.10.2011	Винтовой насос	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1231,0	1293,6	13,9	44,5	Насос спущен на глубину 1269,3 м. За время исследования извлечено 415,7 м <sup>3</sup> нефти
АСК-1	Ю-V	1271,0-1277,0	11.01.2012-31.01.2012	Фонтанный	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1261,0	1277,5	14,1	43,5	Пакер спущен на глубину 1235,2 м. За время исследований извлечено 1548,6 м <sup>3</sup> нефти
АСК-1	Ю-V	1266,5-1269,5	13.04.2012-23.04.2012	Фонтанный	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1260,0	1270,5	13,1	42,0	Пакер спущен на глубину 1235,2 м. За время исследования извлечено 1952,7 м <sup>3</sup> нефти и 33094,4 м <sup>3</sup> газа
АСК-2	Ю-V	1302,0-1305,0	06.04.2012-16.04.2012	Винтовой насос	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1300,0	1404,0	14,1	43,9	Насос спущен на глубину 1313,3 м. За время исследования извлечено 630,8 м <sup>3</sup> нефти и 15,8 м <sup>3</sup> воды. Газовый фактор составил 20-23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
АСК-2	Ю-V	1295,0-1300,0	15.07.2012-20.07.2012	Винтовой насос	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1290,0	1404,0	14,3	44,3	Насос спущен на глубину 1312,3 м. За время исследования извлечено 310,7 м <sup>3</sup> нефти и 215,5 м <sup>3</sup> воды. Газовый фактор составил 24-27 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
АСК-Ю1	Ю-V	1382,0-1390,0	01.06.2012-12.06.2012	Фонтанный / Винтовой насос	«Predator» 4 1/2', 17 отв./пог.м	73 / 1370,0	1457,8	13,1	42,8	Насос спущен на глубину 1230,3 м. Скважина в начале фонтанировала, ввиду низкого дебита перевели на мех. способ. За время исследования извлечено 134,1 м <sup>3</sup> нефти и 99,3 м <sup>3</sup> воды. Газовый фактор составил 20-23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
АСК-Ю1	Ю-V	1369,9-1375,9	13.09.2012-16.09.2012	Винтовой насос	«Predator» 4 1/2', 17 отв./пог.м	73 / 1360,0	1380,0	13,9	42,7	Насос спущен на глубину 804,0 м. За время исследования извлечено 184,6 м <sup>3</sup> нефти и 4,5 м <sup>3</sup> воды. Газовый фактор составил 20-22 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
АСК-Ю1	Ю-V	1351,9-1357,1	24.12.2012-31.12.2012	Фонтанный	«Predator» 4 1/2', 17 отв./пог.м	73 / 1350,0	1363,3	13,8	43,3	За время исследования извлечено 1191,9 м <sup>3</sup> нефти и 29500 м <sup>3</sup> газа. Газовый фактор составил 25-26 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
АСК-Ю1	Ю-IV «Б»	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	14.05.2013-24.05.2013	Свабирование, фонтанный и винтовой насос	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1270,0	1340,0	13,3	41,5	Скважину в начале опробовали свабированием, в результате извлечено 12 м <sup>3</sup> жидкости. В период 14-24.05.2013 г. скважина фонтанировала. В период 25-27.05.2013 г. спущен винтовой насос
АСК-Ю1	Ю-III «Б»	1078,5-1080,5 1082,1-1085,0	11.08.2013-13.08.2013	Свабирование	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1270,0	1248,5	12,0	39,2	Получен приток воды с «пленкой» нефти
АСК-Ю1	Ю-V	1335,3-1339,5	17.04.2019-22.04.2019	Винтовой насос	«KazJet» 114-01, 16 отв./пог.м	73 / 848,0	1347,0	13,0*	40,0	Насос спущен на глубину 801,0 м
АСК-Ю2	Ю-V	1345,0-1351,0	18.06.2012-21.06.2012	Свабирование / Фонтанный	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1334,0	1401,3	13,2	44,5	Скважину в начале опробовали свабированием, в результате извлечено 10,9 м <sup>3</sup> нефти и технической воды. В период 18-21.06.2012 г. скважина фонтанировала.
АСК-Ю2	Ю-V	1319,0-1320,7 1325,1-1326,4	20.09.2012-23.09.2012	Винтовой насос	«Predator» 4 1/2', 16 отв./пог.м	73 / 1300,0	1340,0	12,6	43,7	Насос спущен на глубину 792,7 м



Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
АСК-3	Ю-V	1367,0-1372,9	11.12.2023-16.12.2023	Винтовой насос	«KazJet» 114-01, 16 отв./пог.м	73 / 1390,0	1423,9	13,0*	40,0	-
АСК-4	Ю-V	1315,0-1327,0	28.11.2018-29.12.2018	Фонтанный / Винтовой насос	39g DP2 St RDX, 16 отв./пог.м	73 / 1295,2	1450,3	13,0*	41,0	С «03» по «14» декабря скважина фонтанировала, проведены режимные исследования, после чего скважина перестала фонтанировать и переведена на механический способ. С «08» по «29» декабря проведены режимные исследования на различных оборотах
АСК-4	Ю-V	1315,0-1318,0 Дострел 1303,8-1309,6	03.05.2021-08.05.2021	Винтовой насос	39g DP2 St RDX, 16 отв./пог.м	73 / 831,2	1318,0	13,0*	39,0	«01» мая 2021 установлен взрыв-пакер на глубине 1318,0 м для отсекающего интервала и перфорирован вышезалегающий интервал
АСК-4	Ю-V	1303,8-1309,3	22.08.2021-07.09.2021	Винтовой насос	39g DP2 St RDX, 16 отв./пог.м	73 / 1313,1	1313,0	13,0*	39,0	Насос установлен на глубине 1304,5 м.
АСК-4	Ю-V	1303,8-1309,6 1291,5-1295,5	31.10.2022-03.11.2022	Винтовой насос	39g DP2 St RDX	73 / 1003,4	1318,0	13,0*	39,0	Насос спущен на глубину 900,0 м
АСК-5	Ю-V	1323,9-1327,9	22.01.2022-01.02.2022	Винтовой насос	34 JL ULTRA JET, 16 отв./пог.м	73 / 1312,0	1450,3	13,0*	40,0	Насос спущен на глубину 900,0 м
АСК-5	Ю-V	1314,0-1319,0	02.02.2022-15.02.2022	Винтовой насос	34 JL ULTRA JET, 16 отв./пог.м	73 / 1003,4	1322,0	13,0*	40,0	Насос спущен на глубину 900,3 м
АСК-5	Ю-V	1285,0-1288,0	08.03.2022-15.03.2022	Винтовой насос	34 JL ULTRA JET, 16 отв./пог.м	73 / 1275,0	1310,0	13,0*	40,0	Насос спущен на глубину 900,0 м
АСК-5	Ю-IV «Б»	1255,4-1257,5	07.04.2022-11.04.2022	Винтовой насос	34 JL ULTRA JET, 16 отв./пог.м	73 / 1123,0	1310,0	13,0*	40,0	Насос спущен на глубину 1105,0 м
АСК-6	Ю-V	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	17.09.2023-22.09.2023	Винтовой насос	«KazJet» 114-01, 16 отв./пог.м	73 / 1298,2	1425,7	13,0*	40,0	Насос спущен на глубину 1151,0 м

Примечание: \* - расчетное пластовое давление

Таблица 3.1. 2-Начальные пластовые давление и температура по залежам, приведенные к отметкам водонефтяных контактов

Горизонт	Пачка	Блок	ВНК (абс. отм), м	Начальное	
				пластовое давление, МПа	пластовая температура, °С
Ю-III	Б	III	-1089,41	12,1	39,2
Ю-IV	Б	IIIa	-1242,75	13,5	42,5
		IIIб	-1259,10	13,7	42,9
Ю-V	-	IIIa	-1323,97	14,3	44,3
		IIIб	-1321,48	14,2	44,3
		IV	-1321,48	14,2	44,3



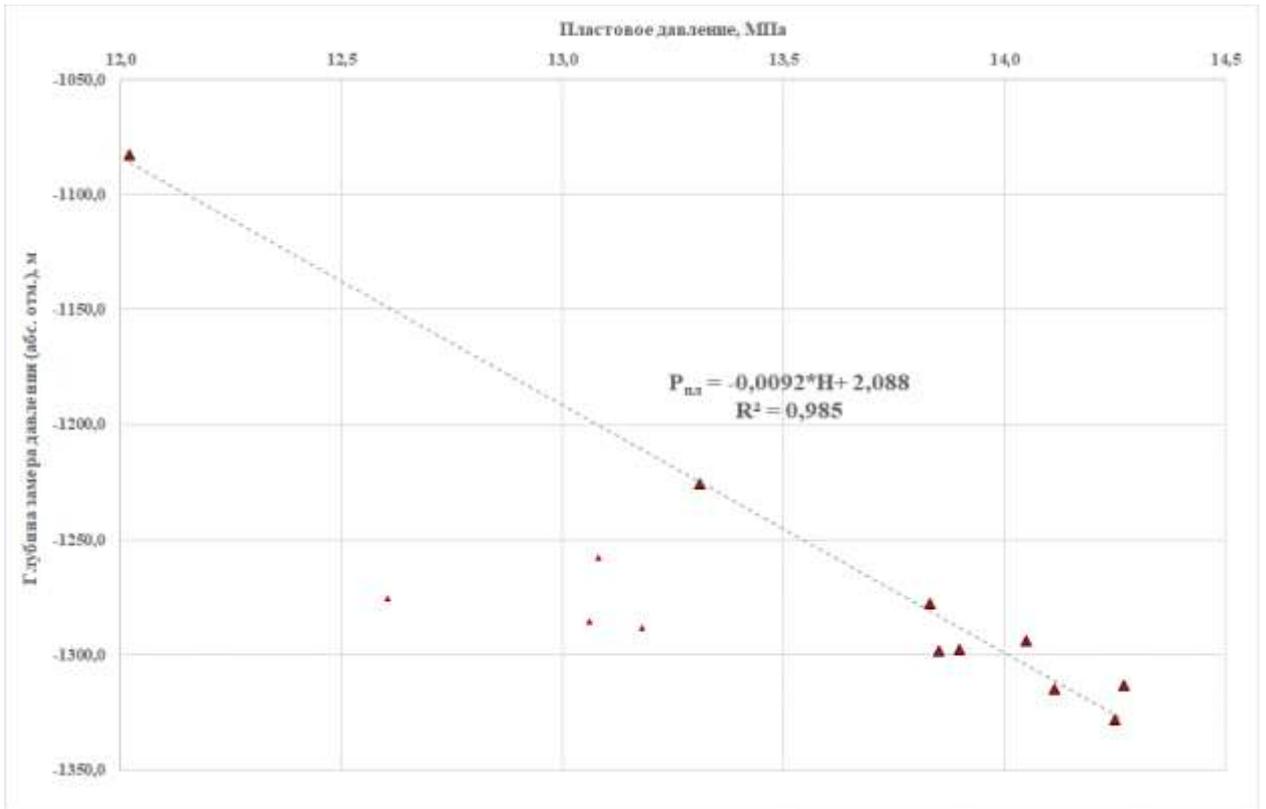


Рисунок 3.1. 1-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины

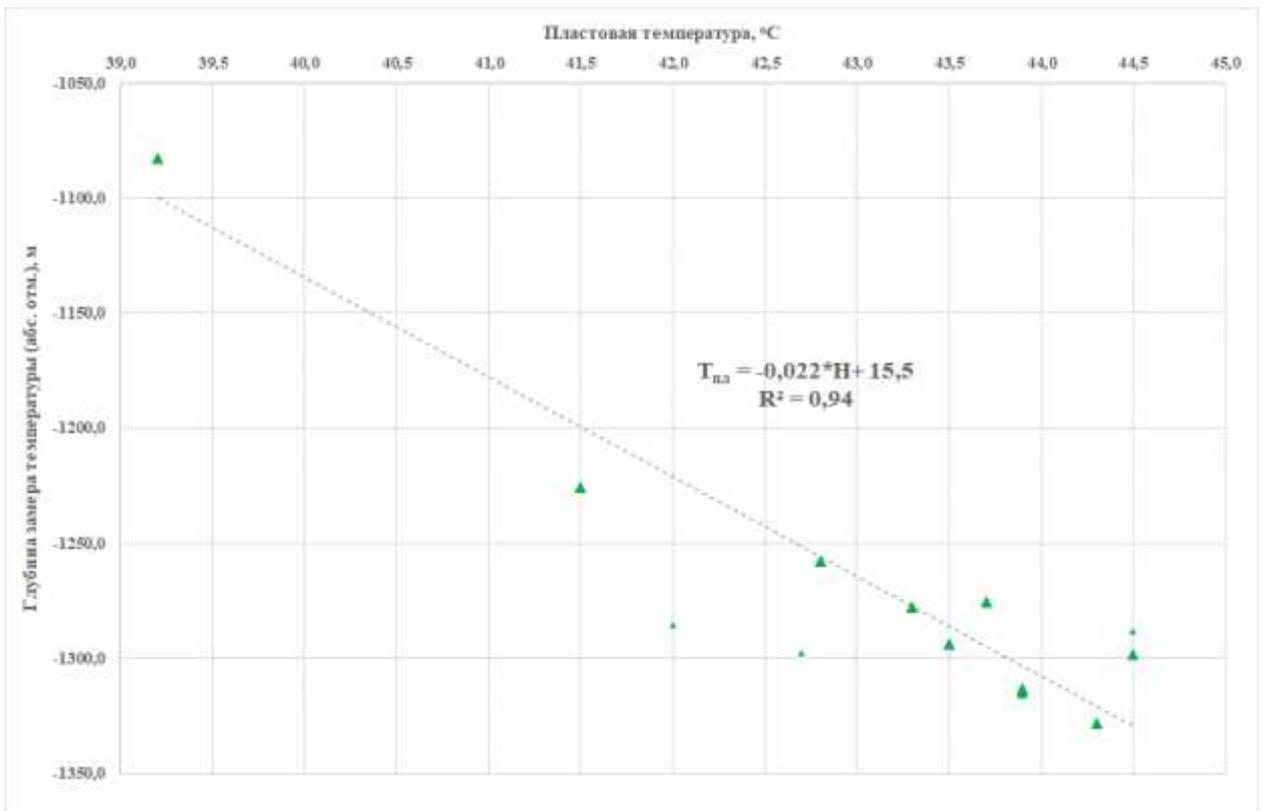


Рисунок 3.1. 2-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины



### **3.1.2. Результаты гидродинамических исследований скважин**

В процессе опробования и эксплуатации скважин проводились гидродинамические исследования (ГДИС) методами установившихся отборов (МУО) и регистрацией кривой восстановления давления/уровней (КВД/КВУ).

Всего МУО фонтанным способом проведено 6 исследований в скважинах АСК-1, АСК-4, АСК-Ю1 и АСК-Ю2, в том числе: после утверждения основного проектного документа (11) – исследование в скважине АСК-4. При помощи винтового насоса (на различных оборотах) проведено 31 исследование во всех пробуренных скважинах, в том числе: после утверждения основного проектного документа (11) – 24 исследований в скважинах АСК-1, АСК-3, АСК-4, АСК-5, АСК-6, АСК-Ю1 и АСК-Ю2.

Ниже приведено описание **результатов ГДИС МУО/МУУ** по продуктивным горизонтам и скважинам (таблицы 3.1.3-3.1.4).

#### **Горизонт Ю-III «Б».**

Рассматриваемый горизонт опробован в *скважине АСК-Ю1* в августе 2013 г., в процессе чего получен приток воды с «пленкой» нефти.

Гидродинамические исследования не проведены, ввиду полученных результатов опробования.

#### **Горизонт Ю-IV «Б».**

В мае 2013 г. в *скважине АСК-Ю1* (интервал перфорации 1286,0-1289,9 м и 1294,6-1298,0 м) проведены ГДИ МУО при фонтанировании. На забое скважины создавалась депрессия на пласты в пределах 0,2-1,2 МПа, при которых практически безводный дебит нефти изменялся в пределах 8,4-28,6 м<sup>3</sup>/сут, при этом коэффициент продуктивности изменялся в пределах 21,7-105,4 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

Пластовое давление составило 13,3 МПа, забойные давления изменялись в пределах 12,6-13,1 МПа.

Индикаторная диаграмма, построенная по результатам исследований (рисунок 3.1.3), характеризуется на 1-2 режимах резким увеличением дебита при незначительном увеличении депрессии на пласты, что, возможно, говорит о подключении дополнительных пластов в работу, а на 3-4 режимах – дебит незначительно увеличивается и резко уменьшается при увеличении депрессии. Поведение индикаторной кривой говорит о потенциале скважины: увеличение депрессии более чем на 0,4-0,5 МПа приводит к уменьшению дебита скважины.

После прекращения фонтанирования скважину исследовали винтовым насосом: при оборотах насоса 200-300 об/мин дебит скважины по нефти изменялся в пределах 48,1-73,1 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – 44,5-48,8 % об.



Индикаторная кривая характеризуется прямолинейной зависимостью (рисунок 3.1.4).

Сопоставление кривых индикаторных диаграмм показывает, что стабильный, высокий и оптимальный режим достигается при механизированном способе добычи.

В процессе опробования *скважины АСК-5* в апреле 2022 г. в интервале 1255,4-1257,5 м проведены исследования МУО при работе насоса 250 и 300 об/мин., динамический уровень изменялся от 789 м до 952 м. Дебит скважины по нефти изменялся в пределах 2,7-9,9 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – от безводной до 50,9 % об. Результаты исследования показывают, что оптимальным режимом работы скважины является 250 об/мин, при котором достигается максимальный дебит нефти.

Пластовое давление не замерялось.

Сопоставление дебитов скважин показывает, что в скважине АСК-5, пробуренной и введенной в эксплуатацию после 9 лет, дебиты оказались значительно ниже, чем по скважине АСК-Ю1, что, возможно, связано с выработкой запасов нефти, так как скважины располагаются на незначительном отдалении друг от друга. Вместе с тем, нефтенасыщенная толщина в скважине АСК-Ю1 в 2 раза больше, чем в скважине АСК-5.

#### **Горизонт Ю-V.**

Большая часть гидродинамических исследований скважин реализовано на рассматриваемый горизонт.

При ГДИ *скважины АСК-1* МУО в сентябре 2011 г. интервала 1294,0-1297,0 м винтовым насосом получены притоки нефти и воды дебитами соответственно 3,3-5,5 м<sup>3</sup>/сут и 10,2-17,3 м<sup>3</sup>/сут, динамический уровень составлял на 2-х режимах 145 м и 202 м. Средний коэффициент продуктивности составил 1,8 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

Исследование интервала 1281,0-1287,0 м в сентябре-октябре 2011 г. проведено в два этапа, с регистрацией КВД в конце: при 5-ти (100, 150, 200, 250 и 270 об/мин) и 4-х (100, 170, 200 и 250 об/мин) режимах, причем на первом этапе исследования на каждом из 5-ти режимов проведены менее чем сутки на каждом режиме, а на втором – на каждом режиме по сутки. В результате получены притоки безводной нефти различной интенсивности.

Индикаторная кривая первого этапа исследований на первых 4-х режимах характеризуется прямолинейным характером и на 5-м режиме дебит по нефти резко увеличивается, что, возможно, говорит о дополнительном подключении пропластков в работу (рисунок 3.1.5). Индикаторная диаграмма, построенная на основании результатов второго этапа исследований, характеризуется прямолинейностью (рисунок 3.1.6).



Полученные результаты говорят о том, что оптимальный режим работы скважины достигается при обороте 250 об/мин.

В январе 2012 г. при исследовании интервала 1271,0-1277,0 м получен фонтанный приток безводной нефти и проведены исследования МУО на 5-ти режимах. Дебит изменялся в пределах 84,3-159,7 м<sup>3</sup>/сут, при депрессиях на пласты 0,51-1,78 МПа. Коэффициент продуктивности изменялся в пределах 69,1-185,1 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

Индикаторная кривая характеризуется выпуклостью к оси дебитов, что, возможно, говорит о потенциале скважины (рисунок 3.1.7).

В апреле 2012 г. исследован интервал 1266,5-1269,5 м МУО на трех режимах фонтанным способом. В результате депрессии на пласты в пределах 2,4-2,9 МПа получены притоки безводной нефти в диапазоне 172,3-203,1 м<sup>3</sup>/сут. Средний коэффициент продуктивности составил 72,2 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

Индикаторная кривая имеет прямолинейный вид (рисунок 3.1.8).

В период эксплуатации скважины (при интервалах перфорации 1266,5-1269,5 м и 1271,0-1277,0) в мае 2014 проведены режимные исследования (два режима) при работе скважины винтовым насосом. Так, можно отметить, что в скважинной продукции по сравнению с первоначальным периодом появилась вода: дебит по нефти при работе насоса 330 об/мин составил 78,9 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – 66,8 % об. При тех же перфорированных интервалах в сентябре 2018 г. проведены повторные режимные исследования (три режима): дебит нефти при работе насоса 330 об/мин дебит заметно уменьшился и составил 36,8 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность увеличилась – до 88,9 % об.

В *скважине АСК-2* режимные исследования проведены в апреле 2012 г. (интервал перфорации 1302,0-1305,0 м) при работе скважины винтовым насосом. В результате исследований, при обороте насоса 240 об/мин достигнут максимальный дебит нефти 97,9 м<sup>3</sup>/сут и обводненность 2,8 % об.

В июле 2012 г. режимные исследования проведены при работе интервала перфорации 1295,0-1300,0 м. В результате исследований, при обороте насоса 300 об/мин достигнут максимальный дебит нефти 81,4 м<sup>3</sup>/сут и обводненность 34,7 % об.

Индикаторные кривые по исследованным выше интервалам перфорации характеризуется прямолинейным видом и представлены на рисунках 3.1.9 и 3.1.10 соответственно.

*Скважина АСК-3* была опробована в интервале 1367,0-1372,9 м и проведены режимные исследования в декабре 2023 и январе 2024 гг. при помощи винтового насоса.

При исследованиях в декабре 2023 г. обороты насоса составили 350 об/мин в течение 3-х суток. Дебит скважины по нефти в течение указанного времени изменялся в



пределах 30,4-32,0 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность увеличивалась с каждым днем с 32,8 % об. до 39,2 % об.

При режимных исследованиях в январе 2024 г., при уменьшении оборотов насоса с 250 об/мин до 210 об/мин дебит скважины по нефти увеличивался с 17,6 м<sup>3</sup>/сут до 20,4 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность несколько увеличилась с 42,1 % об. до 47,8 % об. (рисунок 3.1.11).

Судя по результатам исследования, оптимальным режимом являются обороты насоса не более 200-210 об/мин.

В декабре 2018 г. в *скважине АСК-4* перфорирован интервал 1315,0-1327,0 м, в результате чего скважина начала фонтанировать. Проведены режимные исследования со сменой штуцеров. Так, при наименьшем диаметре штуцера (6 мм) получен приток нефти со средним дебитом 42,4 м<sup>3</sup>/сут, а средняя обводненность составила 31,8 % об., при увеличении диаметра штуцера до 10 мм дебит по нефти увеличился до 75,7-83,6 м<sup>3</sup>/сут, при этом обводненность осталась неизменной, а при уменьшении диаметра штуцера до 8 мм средний дебит по нефти уменьшился до 34,0 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность увеличилась до 42,4 % об.

К сожалению, замеры забойных давлений при режимных исследованиях не были произведены, ввиду чего не представляется возможным построить индикаторную диаграмму. Пластовое давление по результатам интерпретации КВД составило 14,2 МПа.

С середины декабря того же года скважина прекратила фонтанировать и перевели на механизированный способ – винтовой насос. Проведены режимные исследования (всего 9 режимов) на оборотах насоса – 180, 200, 230 и 250 об/мин. Как показывают результаты исследований, при оборотах насоса 180 об/мин дебит скважины по нефти составил 153,2 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – 36,5 % об., при дальнейшем увеличении оборотов насоса наблюдается резкое уменьшение дебита по нефти и рост обводненности продукции.

Отмечается, что дебит скважины при механизированном способе добычи гораздо больше, чем при фонтанном.

На рисунке 3.1.12 представлена индикаторная диаграмма.

В процессе эксплуатации скважины в период март-май 2019 гг. проведены повторные исследования при оборотах насоса 250, 300 и 330 об/мин. В результате исследования установлено, что при увеличении оборотов насоса более, чем на 300 об/мин происходит уменьшение дебита по нефти, при незначительном росте обводненности.

Сопоставление результатов исследований показывает, что дебит скважины после предыдущего исследования гораздо уменьшился, а обводненность увеличилась.

На рисунке 3.1.13 представлена индикаторная диаграмма.



В скважине АСК-4 в мае 2021 г. к существующему интервалу перфорации 1315,0-1318,0 м был дострелян интервал 1303,8-1309,6 м и проведены режимные исследования (всего 5 режимов) на оборотах насоса 250 об/мин и 300 об/мин.

Индикаторная диаграмма показывает, что при увеличении оборотов насоса увеличения дебита нефти не происходит, при этом наблюдается резкий рост обводненности (рисунок 3.1.14).

В августе-сентябре 2021 г. повторно проведены режимные исследования при оборотах насоса 260 и 280 об/мин., при предварительно изолированном нижезалегающем интервале перфорации 1315,0-1318,0 м. Результаты исследования показывают, что после достижения стабильного режима в течение нескольких суток, при оборотах насоса 280 об/мин дебит скважины по нефти стабилизировался на уровне 71,0-74 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – в среднем составила 68,0 % об.

Индикаторная диаграмма показывает, что изоляция нижезалегающего интервала перфорации привела к заметному увеличению дебита скважины по нефти и уменьшению обводненности добываемой продукции (рисунок 3.1.15). Вместе с тем, увеличение количества оборотов насоса приводит к увеличению дебита нефти, так и обводненности.

Повторные исследования в скважине при том же интервале перфорации провели в январе 2022 г. при оборотах насоса 250 об/мин и 300 об/мин. Результаты исследования показали, что по сравнению с данными предыдущих исследований, дебит скважины по нефти несколько увеличился, а обводненность осталась практически стабильной.

В ноябре 2022 г. в скважине АСК-4 режимные исследования проведены дважды при оборотах насоса 400 об/мин., при этом был к существующему интервалу перфорации 1303,8-1309,6 м дострелян вышезалегающий интервал 1291,5-1295,5 м. При обоих исследованиях получены практически те же результаты: дебит по нефти оставался в пределах 17-19 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – в пределах 92,0 % об.

В *скважине АСК-5* при самостоятельном освоении трех интервалов перфорации – 1323,9-1327,9 м, 1314,0-1319,0 м и 1285,0-1288,0 м в январе-марте 2022 г., проведены режимные исследования при помощи винтового насоса.

При исследовании нижнего интервала 1323,9-1327,9 м, при оборотах насоса 200 об/мин, дебит по нефти изменялся в пределах 17,8-18,3 м<sup>3</sup>/сут, при этом средняя обводненность составила 82,0 % об.

При исследовании интервала 1314,0-1319,0 м, при динамических уровнях 511-541 м дебит нефти изменялся в широком диапазоне 38,9-70,2 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность – в пределах 30,9-58,2 % об.



При исследовании вышележающего интервала 1285,0-1288,0 м проведены режимные исследования (всего 7 режимов) на оборотах насоса 270 об/мин и 350 об/мин. Построенная индикаторная диаграмма позволяет сделать вывод, что при увеличении количества оборотов насоса наблюдается уменьшение дебита по нефти на 20-40 % и рост обводненности добываемой продукции (рисунок 3.1.16).

В скважине АСК-6 режимные исследования винтовым насосом проведены в процессе освоения интервалов 1306,0-1315,0 м и 1317,0-1321,0 м в сентябре 2023 г., при оборотах насоса 190 об/мин. В течение 4-х суток дебит скважины по нефти уменьшился с 84,3 м<sup>3</sup>/сут до 69,5 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность увеличилась с 54,3 % об. до 60,6 % об.

В ноябре 2023 г. в скважине повторно проведены исследования на трех режимах, при оборотах насоса 180, 200 и 220 об/мин. Так, по сравнению с результатами предыдущих исследований наблюдается уменьшение дебита по нефти в 1,5-2,0 раза и рост обводненности с 60,0 % об. до 80,0 % об.

Индикаторная кривая – прямолинейная (рисунок 3.1.17).

В скважине АСК-Ю1 исследования МУО проведены при самостоятельных опробованиях трех интервалов – 1382,0-1390,0 м (июнь 2012 г.), 1369,9-1375,9 м (сентябрь 2012 г.) и 1351,9-1357,1 м (декабрь 2012 г.).

При опробовании нижележающего интервала 1382,0-1390,0 м в начале скважина фонтанировала, но из-за низких дебитов перевели на механизированный способ – винтовой насос. Скважина исследована на трех режимах, при оборотах насоса 150, 200 и 250 об/мин, в результате чего получен приток нефти в диапазоне 30,0-47,5 м<sup>3</sup>/сут, при этом обводненность уменьшилась с 52,3 % об. и стабилизировалась до 47-48 % об. в процессе увеличения оборотов насоса.

Индикаторная диаграмма характеризуется выпуклостью к оси дебитов, что, возможно, указывает на потенциал скважины: при увеличении количества оборотов увеличение дебита прекращается и сопровождается ростом обводненности (рисунок 3.1.18).

Исследования интервала 1369,9-1375,9 м в скважине АСК-Ю1 также проведены в три режима – 100, 150 и 200 об/мин. В результате исследования получены дебиты нефти в пределах 36,9-77,8 м<sup>3</sup>/сут, при незначительной обводненности. Вместе с тем, наблюдалось уменьшение обводненности с 5,3 % об. до 1,6 % об., при увеличении количества оборотов насоса со 100 об/мин до 200 об/мин.

Индикаторная диаграмма характеризуется выпуклостью к оси дебитов, что, возможно, указывает на потенциал скважины: при увеличении количества оборотов увеличение дебита прекращается (рисунок 3.1.19).



При опробовании интервала 1351,9-1357,1 м в декабре 2012 г. получен фонтанный приток безводной нефти. Скважина была исследована МУО на 4-х режимах, в результате чего дебит нефти увеличивался с 123,2 м<sup>3</sup>/сут до 207,2 м<sup>3</sup>/сут, при этом депрессия на пласты составляла 0,7-1,2 МПа. Коэффициент продуктивности составил в среднем 170,4 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа), при его изменении в пределах 168,2-172,5 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

Индикаторная линия имеет прямолинейный вид (рисунок 3.1.20).

В процессе эксплуатации скважины АСК-Ю1 интервала 1351,9-1357,1 м в сентябре 2018 г. проведены режимные исследования при различных оборотах насоса – 200, 250, 300 и 330 об/мин. В результате исследования получен приток нефти дебитом 15,5-24,7 м<sup>3</sup>/сут, при стабильной обводненности около 90,0 % об.

Индикаторная кривая показывает, что при увеличении количества оборотов более 300 об/мин происходит снижение дебита по нефти (рисунок 3.1.21). Вместе с тем, в сопоставление характеристик эксплуатации скважины с результатами предыдущих исследований показывает, что произошло уменьшение дебита нефти и рост обводненности, связанное, в большей степени, с выработкой запасов нефти.

В апреле 2019 г. в скважине изолированы интервалы и был испытан вышелегающий интервал 1335,3-1339,5 м, а исследование проведено винтовым насосом при количествах оборотов – 200, 230 и 250 об/мин.

Индикаторная кривая показывает, что при увеличении количества оборотов насоса увеличение дебита нефти не наблюдается и сопровождается ростом обводненности добываемой продукции (рисунок 3.1.22).

Опробование **скважины АСК-Ю2** в интервале 1345,0-1351,0 м в июне 2012 г. в начале проведено свабированием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Исследование МУО проведено на 4-х режимах, при которых безводный дебит скважины изменялся в диапазоне 10,3-78,4 м<sup>3</sup>/сут, при депрессиях на пласты – 0,3-1,0 МПа. Коэффициент продуктивности скважины уменьшался с увеличением диаметра штуцера: с 206,0 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа) на первом режиме до 77,6 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа) – на последнем.

Индикаторная кривая характеризуется выпуклостью к оси дебитов, что, возможно, говорит о потенциале скважины: увеличение депрессии не приводит к увеличению дебита нефти (рисунок 3.1.23).

В сентябре 2012 г. после изоляции интервала были перфорированы следующие интервалы – 1319,0-1320,7 м и 1325,1-1326,4 м. Исследование проведено при помощи винтового насоса, при оборотах – 60 об/мин и 90 об/мин, в результате чего получены безводные приток нефти дебитами 23,0 м<sup>3</sup>/сут и 33,5 м<sup>3</sup>/сут соответственно.



В процессе эксплуатации скважины в апреле и августе 2014 г., а также в марте-апреле 2015 г. проведены исследования МУО при различных оборотах насоса, при интервале перфорации 1345,0-1351,0 м. Результаты исследований показывают, что происходило уменьшение дебита скважины по нефти и монотонный рост обводненности добываемой продукции.

В сентябре-октябре 2018 г. в рассматриваемой скважине вновь провели режимные исследования, при интервалах перфорации 1319,0-1320,7 м и 1325,1-1326,4 м. При исследованиях обороты насоса поддерживали на 100, 120 и 140 об/мин, при этом дебит скважины по нефти изменялся в пределах 2,5-5,3 м<sup>3</sup>/сут, а обводненность уменьшалась с увеличением количества оборотов насоса.

Индикаторная диаграмма показывает, что с увеличением количества оборотов более, чем на 120 об/мин происходит уменьшение дебита скважины по нефти (рисунок 3.1.24).

Таким образом, результаты исследования большинства скважин (АСК-1, АСК-3, АСК-6 и АСК-Ю2) Ю-V горизонта в динамике показывают, что в процессе эксплуатации скважин происходит снижение дебитов нефти и рост обводненности добываемой продукции, связанное, как правило, с истощением запасов нефти. В скважине АСК-4 при интервалах перфорации 1367,0-1372,9 м и 1315,0-1327,0 м в динамике за год также наблюдаются уменьшение эксплуатационных характеристик, а в интервалах перфорации 1303,8-1309,3 м и 1303,8-1309,6 м, 1291,5-1295,5 м – в динамике за год эксплуатационные характеристики остаются практически на одном уровне.

Результаты проводимых исследований МУО дают возможность подобрать оптимальные режимы работы скважин. В большинстве исследованных скважин, индикаторные кривые характеризуются выпуклостью к оси дебитов и наклоняются к оси количества оборотов (депрессии, забойного давления), что показывает потенциал продуктивности скважины: при увеличении оборотов насоса (депрессии на пласты), увеличение дебита по нефти прекращается или уменьшается и сопровождается ростом обводненности добываемой продукции.

Вместе с тем, как показывают результаты проведенных исследований, Ю-V горизонт характеризуется высокой вертикальной неоднородностью: так, при самостоятельных режимных исследованиях различных интервалов в одной и той же скважине, в основном по схеме «снизу-вверх», получены притоки различной интенсивности и обводненности.



Таблица 3.1. 3-Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов при фонтанном способе исследования

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Продолжительность исследования, сут	Диаметр штуцера, мм	Дебит			Давление, МПа		Депрессия на пласты, МПа	Коэффициент продуктивности по нефти, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)
						нефти, м <sup>3</sup> /сут	воды, м <sup>3</sup> /сут	газа, м <sup>3</sup> /сут	пластовое	забойное		
АСК-1	Ю-V	1271,0-1277,0	14.01.2012-31.01.2012	1,54	9	94,4	-	-	14,1	13,5	0,51	185,1
				1,42	12	123,5	-	-		13,1	0,98	126,0
				1,29	10	84,3	-	-		12,8	1,22	69,1
				0,79	12	97,0	-	-		12,9	1,12	86,6
				1,00	15	159,7	-	-		12,3	1,78	89,7
АСК-1	Ю-V	1266,5-1269,5	19.04.2012-23.04.2012	2,00	20	172,3	-	3 714	13,1	10,7	2,4	73,3
				2,00	22	192,9	-	4 298		10,4	2,7	72,8
				2,00	25	203,1	-	4 441		10,2	2,9	70,5
АСК-4	Ю-V	1315,0-1327,0	03.12.2018-08.12.2018	1,00	6	42,6	42,5	653	14,2	-	-	-
				1,00	6	42,2	6,7	697		-	-	-
				1,00	10	83,6	41,2	1 664		-	-	-
				1,00	10	75,7	34,5	1 331		-	-	-
				1,00	8	33,8	25,1	703		-	-	-
				1,00	8	34,2	25,1	712		-	-	-
АСК-Ю1	Ю-V	1351,9-1357,1	25.12.2012-31.12.2012	2,00	6	123,2	-	3 080	13,8	13,1	0,7	171,1
				2,00	7	148,0	-	3 693		13,0	0,9	168,2
				2,00	8	163,9	-	4 188		12,9	0,9	172,5
				2,00	9	207,2	-	5 178		12,6	1,2	169,8
АСК-Ю1	Ю-IV «Б»	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	15.05.2013-20.05.2013	1,00	5	8,4	0,2	-	13,3	13,1	0,2	49,4
				1,00	6	27,4	0,6	-		13,1	0,3	105,4
				1,00	25	25,2	2,8	766		12,2	1,2	21,7
				3,00	25	28,6	2,4	322		12,8	0,5	54,0
				0,38	5	10,3	0,8	182		13,1	0,05	206,0
АСК-Ю2	Ю-V	1345,0-1351,0	18.06.2012-21.06.2012	1,04	6	50,2	-	1 127	13,2	12,9	0,3	156,9
				1,00	8	72,1	-	1 696		12,3	0,9	80,1
				1,00	10	78,4	-	1 788		12,2	1,0	77,6



Таблица 3.1. 4-Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов при механизированном способе исследования

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Продолжительность исследования, сутки	Обороты насоса, об/мин.	Динамический уровень, м	Дебит			Давление, МПа		Депрессия на пласты, МПа	Коэффициент продуктивности по нефти, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)
							нефти, м <sup>3</sup> /сут	воды, м <sup>3</sup> /сут	газа, м <sup>3</sup> /сут	пластовое	забойное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АСК-1	Ю-V	1294,0-1297,0	01.09.2011-06.09.2011	3,4	-	145	3,3	10,2	-	14,3	12,4	1,9	1,8
				1,4	-	202	5,5	17,3	-		11,2	3,1	1,8
АСК-1	Ю-V	1281,0-1287,0	27.09.2011-05.10.2011	0,3	100	-	50,0	-	-	13,9	13,1	0,8	66,7
				0,4	150	-	67,9	-	-		12,9	0,9	73,0
				0,3	200	-	84,0	-	-		12,6	1,2	68,3
				0,3	250	-	105,4	-	-		12,3	1,6	65,9
				0,2	270	-	182,3	-	-		12,0	1,8	99,6
				0,5	КВД	-	0,0	-	-		13,5	-	-
				1,0	100	-	48,1	-	-		13,1	0,7	65,0
				1,0	170	-	60,0	-	-		12,7	1,2	50,0
				1,0	200	-	79,9	-	-		12,4	1,5	54,4
				1,0	250	-	98,4	-	-		12,0	1,9	52,3
				2,8	КВД	-	0,0	-	-		13,9	-	-
АСК-1	Ю-V	1266,5-1269,5 1271,0-1277,0	12.05.2014-15.05.2014	1,0	300	47	72,1	146,0	1 390	13,6	10,1	3,4	21,1
				1,0	330	69	78,9	159,1	1 425		10,0	3,6	21,9
АСК-1	Ю-V	1266,5-1269,5 1271,0-1277,0	21.09.2018-26.09.2018	1,0	200	-	30,8	181,1	299	-	-	-	-
				1,0	250	-	26,3	225,9	172		-	-	-
				1,0	300	-	31,0	263,4	285		-	-	-
				1,0	330	-	36,8	293,4	380		-	-	-
АСК-2	Ю-V	1302,0-1305,0	08.04.2012-14.04.2012	1,2	150	-	60,4	0,6	1 405	14,1	10,6	3,5	17,2
				1,0	180	-	72,9	0,7	1 709		10,2	3,9	18,6
				1,0	180	-	73,0	1,6	1 656		11,0	3,1	23,4
				1,0	210	-	82,3	1,9	1 729		10,7	3,4	24,4
				1,0	210	-	82,0	2,5	1 753		10,9	3,3	25,2
				1,0	240	-	97,9	2,8	1 994		10,3	3,8	25,9
АСК-2	Ю-V	1295,0-1300,0	16.07.2012-20.07.2012	1,0	150	-	31,7	34,9	802	14,3	13,3	1,0	32,7
				1,0	180	-	45,7	27,6	1 128		13,1	1,1	40,8
				1,0	220	-	55,4	32,4	1 347		12,9	1,4	41,0
				1,0	260	-	69,0	31,9	1 890		12,7	1,6	43,9
				1,0	300	-	81,4	43,2	2 213		12,5	1,8	46,3
				1,0	350	450	30,9	15,1	229		-	-	-
АСК-3	Ю-V	1367,0-1372,9	11.12.2023-16.12.2023	1,0	350	438	32,0	17,8	167	-	-	-	-
				1,0	350	434	30,4	19,6	184		-	-	-
				1,0	350	434	30,4	19,6	184		-	-	-
АСК-3	Ю-V	1367,0-1372,9	24.01.2024-26.01.2024	1,0	250	407	17,6	12,8	157	-	-	-	-
				1,0	230	369	15,4	16,6	106		-	-	-
				1,0	210	337	20,4	18,7	133		-	-	-
АСК-4	Ю-V	1315,0-1327,0	28.11.2018-29.12.2018	1,0	180	-	153,2	87,9	2 325	14,2	-	-	-
				1,0	180	-	117,9	114,6	2 059		-	-	-
				1,0	180	-	113,6	117,1	1 615		-	-	-
				1,0	200	-	93,8	120,9	1 366		-	-	-
				1,0	230	-	91,6	128,2	1 335		-	-	-
				1,0	230	-	94,7	139,8	1 481		-	-	-
				2,0	250	-	81,7	136,7	1 366		-	-	-
				1,0	250	-	92,9	165,5	1 670		-	-	-
				1,0	250	-	87,3	162,6	1 432		-	-	-

Примечание: \* - расчетное пластовое давление



Продолжение таблицы 3.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АСК-4	Ю-V	1315,0-1327,0	31.03.2019-15.05.2019	1,0	300	-	36,6	214,0	703	-	-	-	-
				1,0	300	-	32,0	186,0	692		-	-	-
				1,0	300	-	30,0	175,0	678		-	-	-
				1,0	250	-	30,0	75,0	352		-	-	-
				1,0	250	-	25,3	89,0	602		-	-	-
				1,0	250	-	16,2	107,0	526		-	-	-
				1,0	330	-	29,9	213,0	437		-	-	-
				1,0	330	-	30,0	214,0	439		-	-	-
				1,0	330	-	28,9	215,0	442		-	-	-
АСК-4	Ю-V	1315,0-1318,0 Дострел 1303,8-1309,6	03.05.2021-08.05.2021	1,0	250	-	21,8	88,8	149	13,0*	-	-	-
				1,0	250	-	37,5	150,1	244		-	-	-
				1,0	300	-	36,4	206,9	283		-	-	-
				1,0	300	-	36,4	209,2	319		-	-	-
				1,0	300	-	35,8	227,3	267		-	-	-
АСК-4	Ю-V	1303,8-1309,3	22.08.2021-07.09.2021	1,0	280	-	63,1	148,1	504	13,0*	-	-	-
				1,0	260	-	59,3	139,1	520		-	-	-
				3,0	280	-	86,3	151,9	485		-	-	-
				3,0	280	-	70,7	154,1	517		-	-	-
				3,0	280	-	73,8	150,8	566		-	-	-
АСК-4	Ю-V	1303,8-1309,6	12.01.2022-18.01.2022	1,0	250	-	73,1	148,8	433	13,0*	-	-	-
				1,0	250	-	73,5	150,2	436		-	-	-
				1,0	250	-	72,9	149,6	442		-	-	-
				1,0	300	-	96,8	177,7	604		-	-	-
				1,0	300	-	93,6	180,2	603		-	-	-
				1,0	300	-	92,5	181,3	608		-	-	-
АСК-4	Ю-V	1303,8-1309,6 1291,5-1295,5	31.10.2022-03.11.2022	1,0	400	-	15,1	209,4	119	13,0*	-	-	-
				1,0	400	-	18,5	203,9	170		-	-	-
				1,0	400	-	17,8	207,9	144		-	-	-
АСК-4	Ю-V	1303,8-1309,6 1291,5-1295,5	13.11.2022-16.11.2022	1,0	400	-	20,3	217,7	182	-	-	-	-
				1,0	400	-	19,0	220,0	183		-	-	-
				1,0	400	-	17,8	223,0	177		-	-	-
				1,0	400	-	18,1	225,0	175		-	-	-
АСК-5	Ю-V	1323,9-1327,9	30.01.2022-01.02.2022	1,0	200	213	18,3	80,9	16	13,0*	-	-	-
				1,0	200	214	17,8	81,8	17		-	-	-
				1,0	200	213	18,1	82,1	17		-	-	-
АСК-5	Ю-V	1314,0-1319,0	08.02.2022-15.02.2022	1,0	-	-	38,9	54,1	478	13,0*	-	-	-
				1,0	-	-	70,2	31,4	538		-	-	-
				1,0	-	511	63,6	38,1	554		-	-	-
				1,0	-	511	57,6	43,9	434		-	-	-
				1,0	-	511	53,6	48,0	434		-	-	-
				1,0	-	511	49,4	51,8	434		-	-	-
				1,0	-	511	46,0	53,8	361		-	-	-
				1,0	-	541	46,0	53,8	361		-	-	-
АСК-5	Ю-V	1285,0-1288,0	09.03.2022-15.03.2022	1,0	270	224	34,1	114,9	366	13,0*	-	-	-
				1,0	270	191	26,8	120,7	272		-	-	-
				1,0	270	183	25,2	115,6	252		-	-	-
				1,0	350	216	20,6	166,7	208		-	-	-
				1,0	350	225	18,5	172,5	165		-	-	-
				1,0	350	227	17,2	175,6	152		-	-	-
				1,0	350	232	16,9	181,0	149		-	-	-
АСК-5	Ю-IV «Б»	1255,4-1257,5	07.04.2022-11.04.2022	1,0	300	789	3,2	0,0	17	13,0*	-	-	-
				1,0	300	801	2,8	1,0	16		-	-	-
				1,0	300	810	2,7	2,8	16		-	-	-
				1,0	250	874	9,9	3,6	42		-	-	-
				1,0	250	952	7,2	2,6	16		-	-	-



Продолжение таблицы 3.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АСК-6	Ю-V	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	18.09.2023-21.09.2023	1,0	190	326	84,3	100,0	638	13,0*	-	-	-
				1,0	190	358	81,5	111,6	633		-	-	-
				1,0	190	372	72,0	105,6	609		-	-	-
				1,0	190	396	69,5	106,9	605		-	-	-
АСК-6	Ю-V	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	22.11.2023-26.11.2023	1,0	180	372	40,9	162,0	410	-	-	-	-
				1,0	200	390	42,9	172,9	434		-	-	-
				1,0	220	392	47,8	196,1	462		-	-	-
АСК-Ю1	Ю-V	1382,0-1390,0	14.06.2012-17.06.2012	2,0	150	-	30,0	32,9	-	13,1	12,5	0,6	47,6
				1,0	200	-	44,2	39,2	-		12,3	0,8	53,3
				1,0	250	-	47,5	43,8	-		12,1	1,0	49,0
АСК-Ю1	Ю-V	1369,9-1375,9	14.09.2012-16.09.2012	1,0	100	-	36,9	2,1	823	13,9	12,2	1,7	21,2
				1,0	150	-	64,7	1,7	1 363		10,7	3,2	20,3
				1,0	200	-	77,8	1,2	1 731		10,2	3,7	21,0
АСК-Ю1	Ю-IV «Б»	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	26.05.2013-27.05.2013	1,0	200	-	48,1	40,8	1 424	-	-	-	-
				1,0	250	-	57,5	54,7	1 923		-	-	-
				1,0	300	-	73,1	58,5	2 238		-	-	-
АСК-Ю1	Ю-V	1351,9-1357,1	26.09.2018-30.09.2018	1,0	200	-	15,5	133,3	112	-	-	-	-
				1,0	250	-	18,9	167,2	166		-	-	-
				1,0	300	-	23,7	199,3	245		-	-	-
				1,0	330	-	24,7	220,0	296		-	-	-
АСК-Ю1	Ю-V	1335,3-1339,5	17.04.2019-22.04.2019	1,0	200	0	65,4	47,4	1 599	13,0*	-	-	-
				1,0	200	487	65,8	50,1	1 772		-	-	-
				1,0	230	98	65,8	64,9	1 704		-	-	-
				1,0	230	0	67,2	70,5	1 718		-	-	-
				1,0	250	380	65,6	90,2	694		-	-	-
				1,0	250	355	60,6	87,1	579		-	-	-
АСК-Ю2	Ю-V	1319,0-1320,7 1325,1-1326,4	20.09.2012-22.09.2012	1,3	60	171	23,0	0,3	276	12,6	9,0	3,6	6,3
				2,0	90	410	33,5	0,4	469		6,6	6,0	5,6
АСК-Ю2	Ю-V	1345,0-1351,0	05.04.2014-25.04.2014	1,0	300	-	15,1	199,6	280	13,2	11,1	2,1	7,2
				1,0	270	-	11,0	156,0	191		11,1	2,1	5,2
				1,0	330	-	14,0	215,7	299		11,1	2,1	6,6
АСК-Ю2	Ю-V	1345,0-1351,0	18.08.2014-27.08.2014	3,0	330	-	10,8	213,2	176	13,2	11,0	2,2	4,9
				3,0	300	-	9,4	203,6	228		11,1	2,1	4,5
				3,0	270	-	8,7	190,6	184		11,2	1,9	4,5
АСК-Ю2	Ю-V	1345,0-1351,0	08.03.2015-07.04.2015	1,0	250	-	3,8	146,6	138	13,2	11,1	2,1	1,8
				1,0	270	-	4,7	158,6	152		11,0	2,2	2,1
				1,0	300	-	7,0	172,7	267		11,1	2,1	3,3
АСК-Ю2	Ю-V	1319,0-1320,7 1325,1-1326,4	30.09.2018-03.10.2018	1,0	100	681	2,5	4,0	92	-	-	-	-
				1,0	120	700	5,3	3,1	127		-	-	-
				1,0	140	710	5,0	4,0	108		-	-	-

Примечание: \* - расчетное пластовое давление



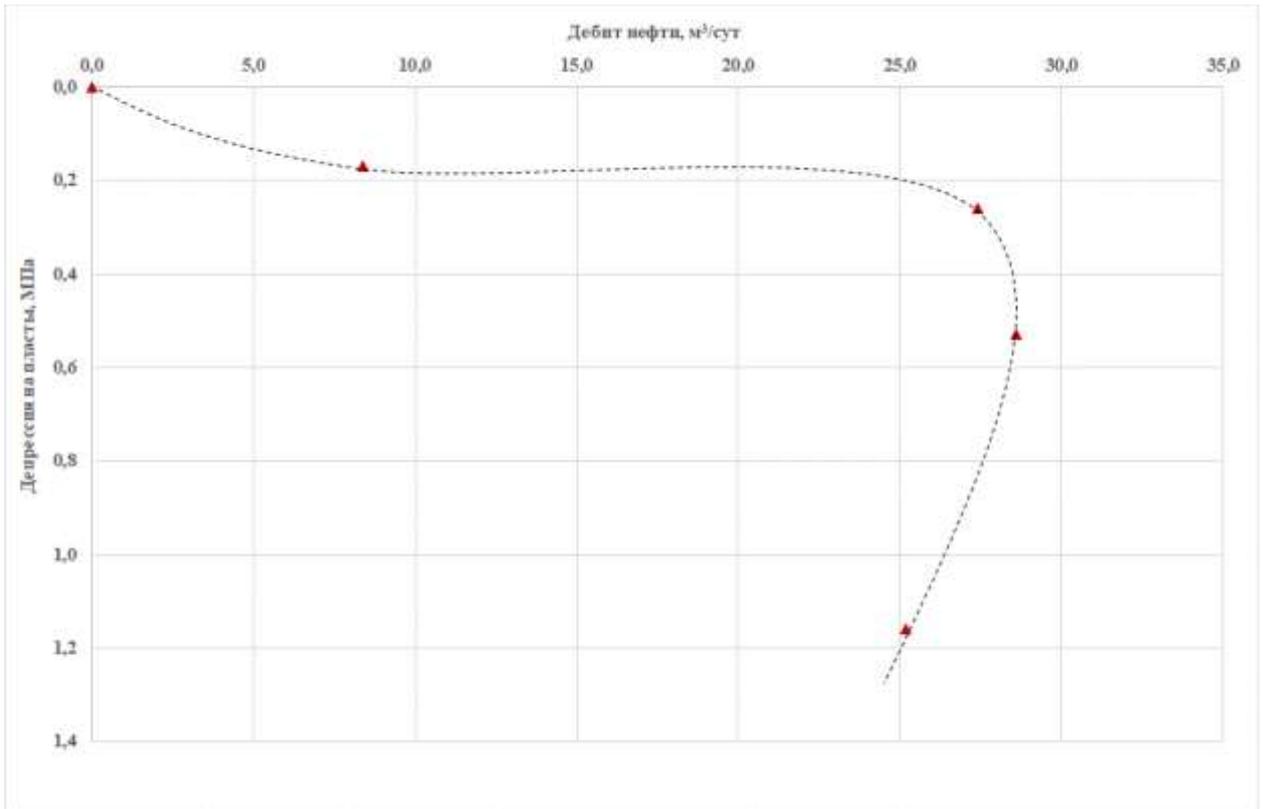


Рисунок 3.1. 3-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-IV «Б». Дата исследования: 15-20.05.2013 г.

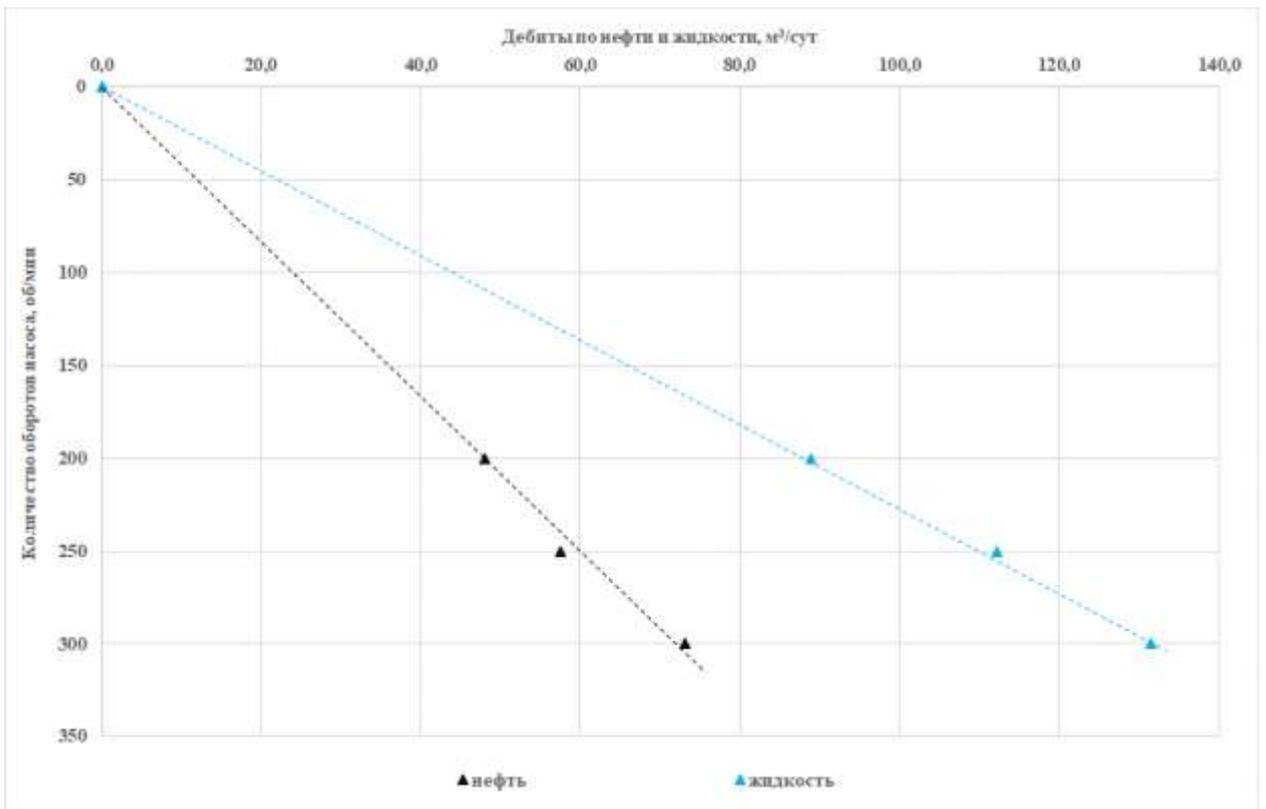


Рисунок 3.1. 4-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-IV «Б». Дата исследования: 26-27.05.2013 г.



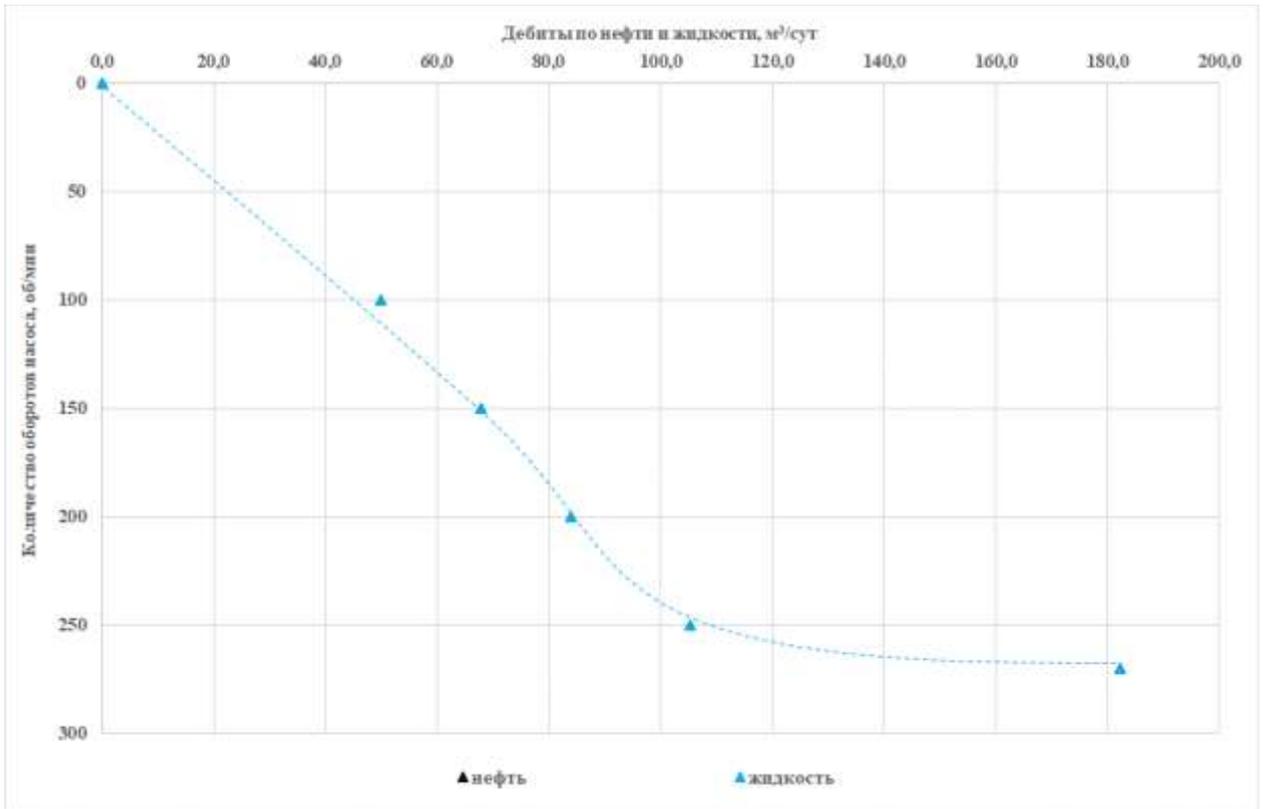


Рисунок 3.1. 5-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-1. Горизонт Ю-V (1281,0-1287,0 м). Дата исследования: 27.09.2011-05.10.2011 гг. Первый этап исследований

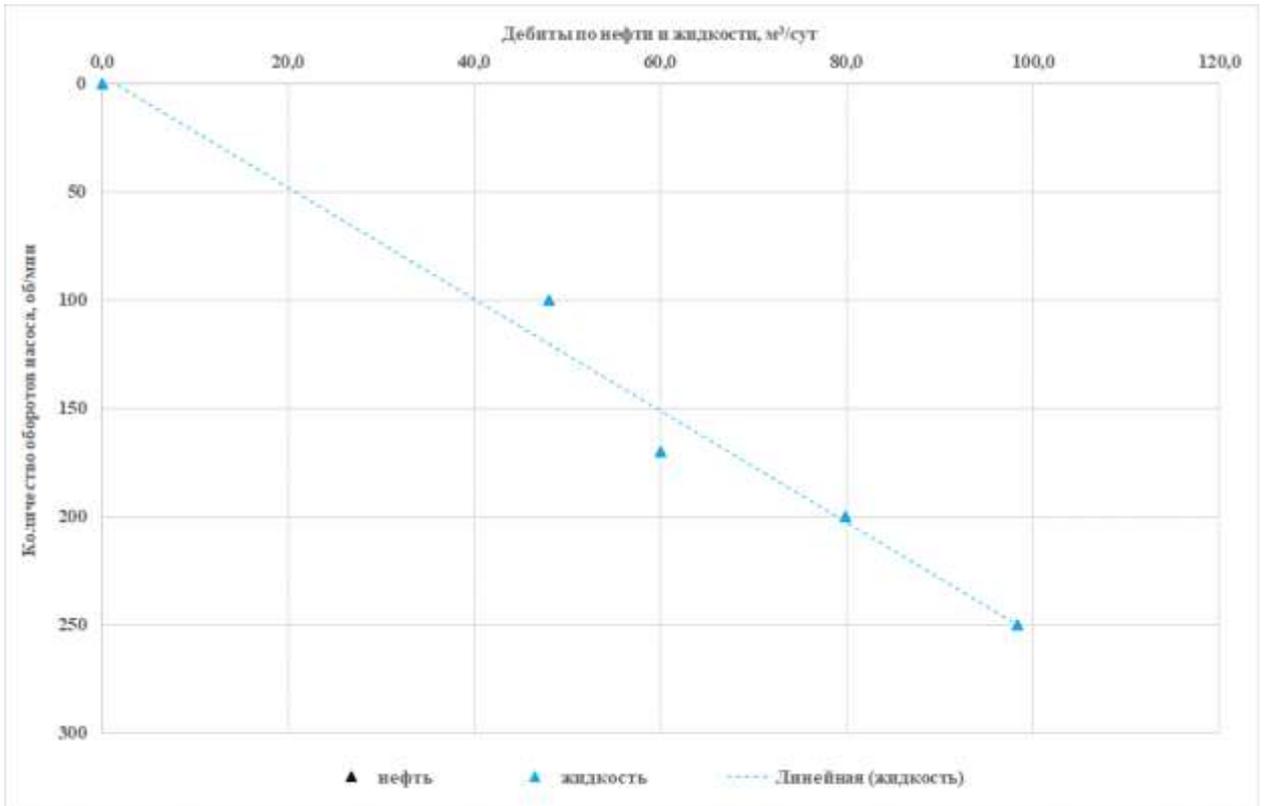


Рисунок 3.1. 6-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-1. Горизонт Ю-V (1281,0-1287,0 м). Дата исследования: 27.09.2011-05.10.2011 гг. Второй этап исследований



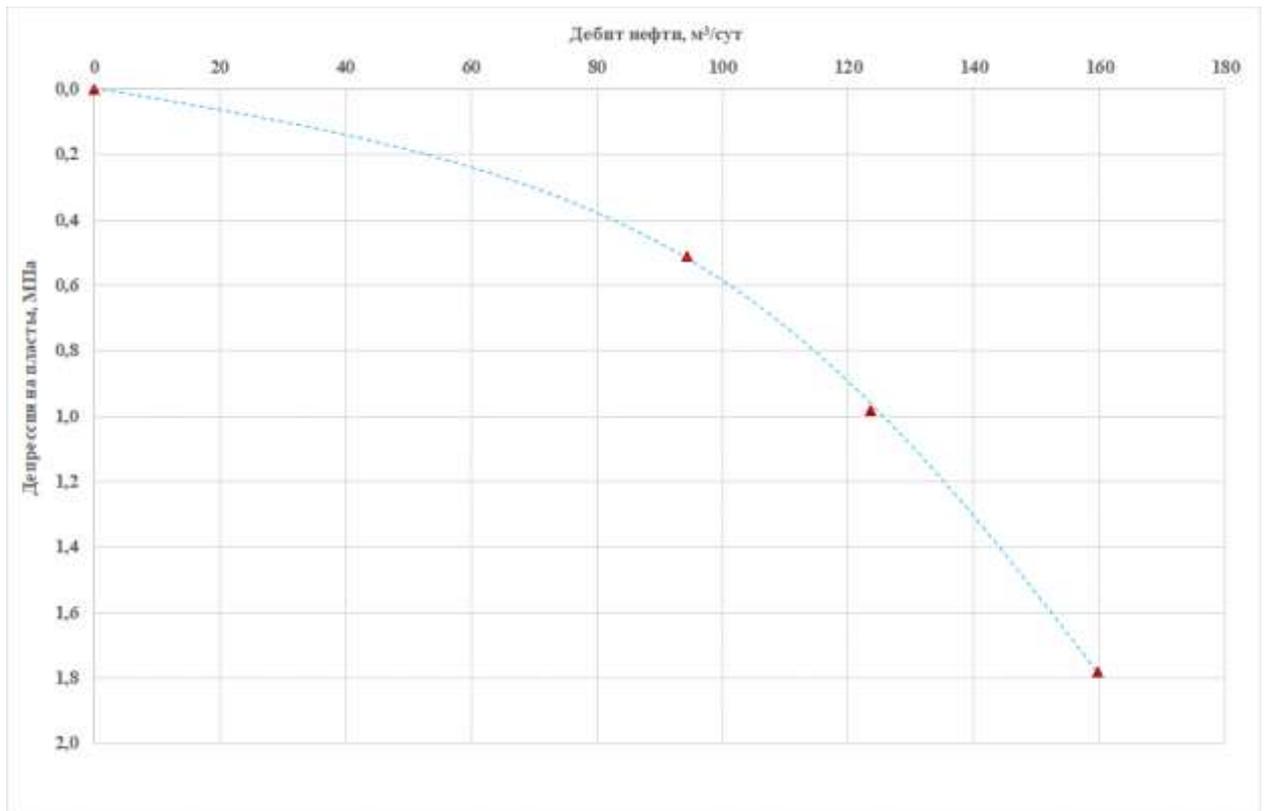


Рисунок 3.1. 7-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-1. Горизонт Ю-V (1271,0-1277,0 м). Дата исследования: 14-31.01.2012 г.

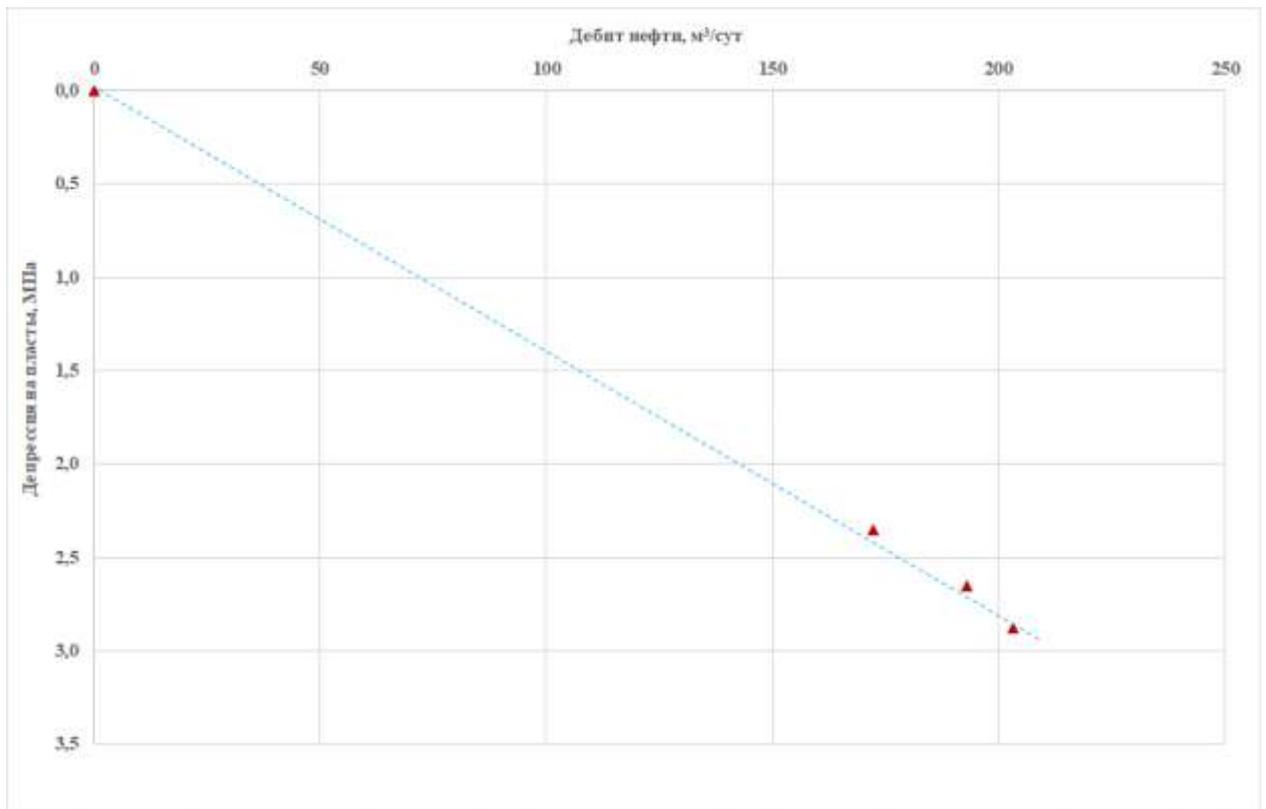


Рисунок 3.1. 8-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-1. Горизонт Ю-V (1266,5-1269,5 м). Дата исследования: 19-23.04.2012 г.



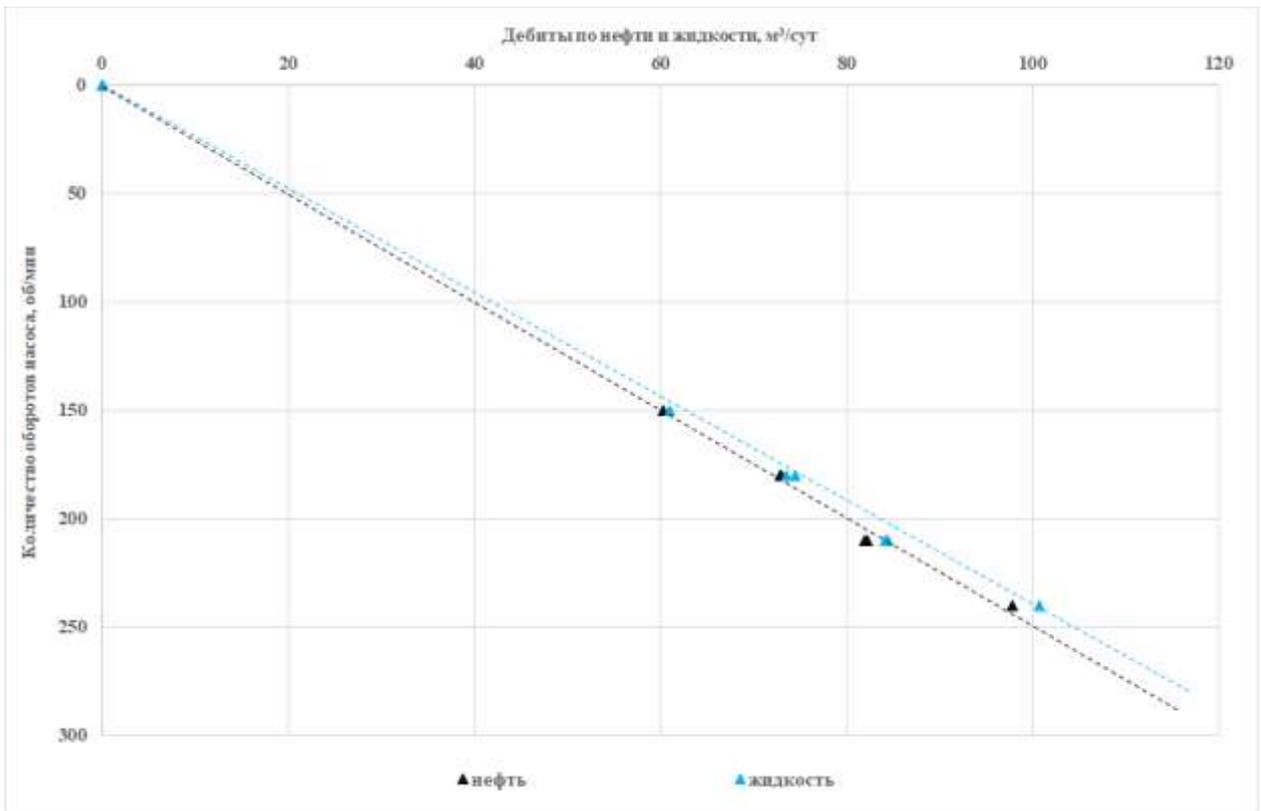


Рисунок 3.1. 9-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-2. Горизонт Ю-V (1302,0-1305,0 м). Дата исследования: 08-14.04.2012 г.

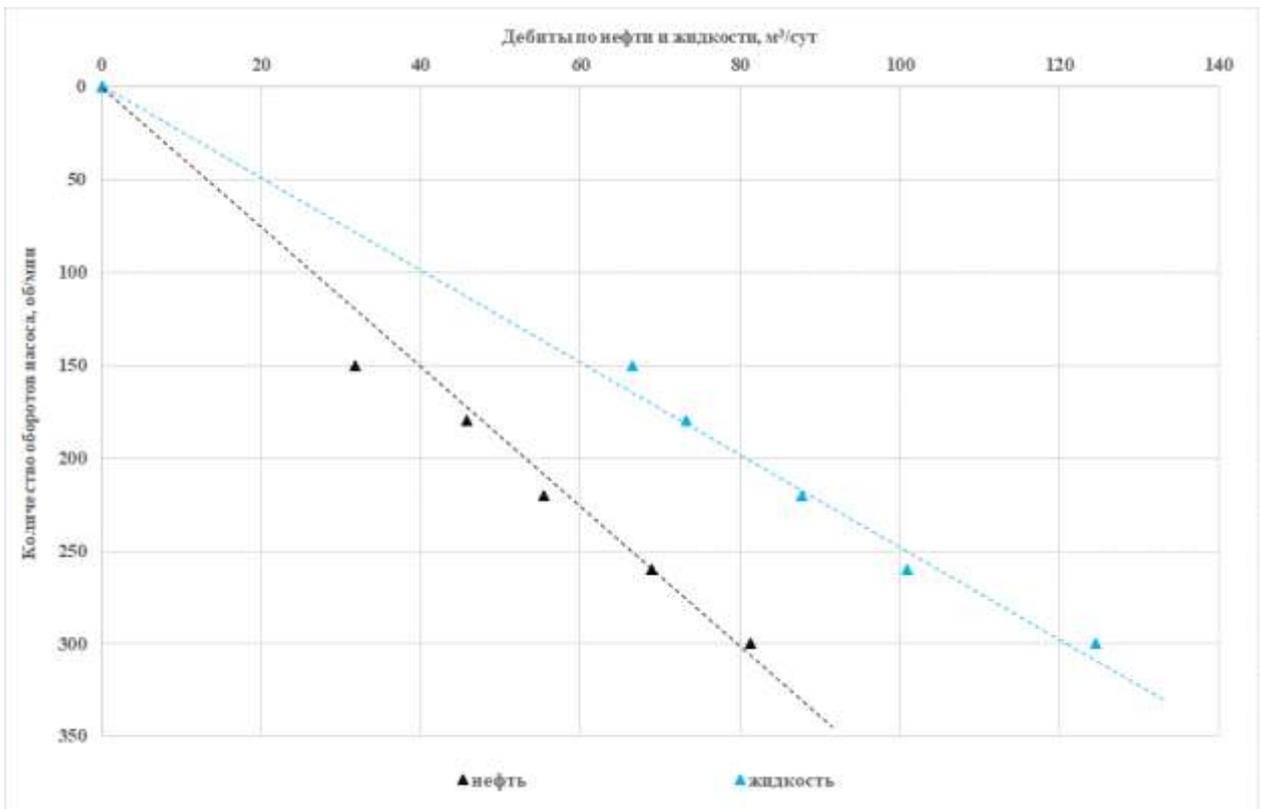


Рисунок 3.1. 10-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-2. Горизонт Ю-V (1295,0-1300,0 м). Дата исследования: 16-20.07.2012 г.



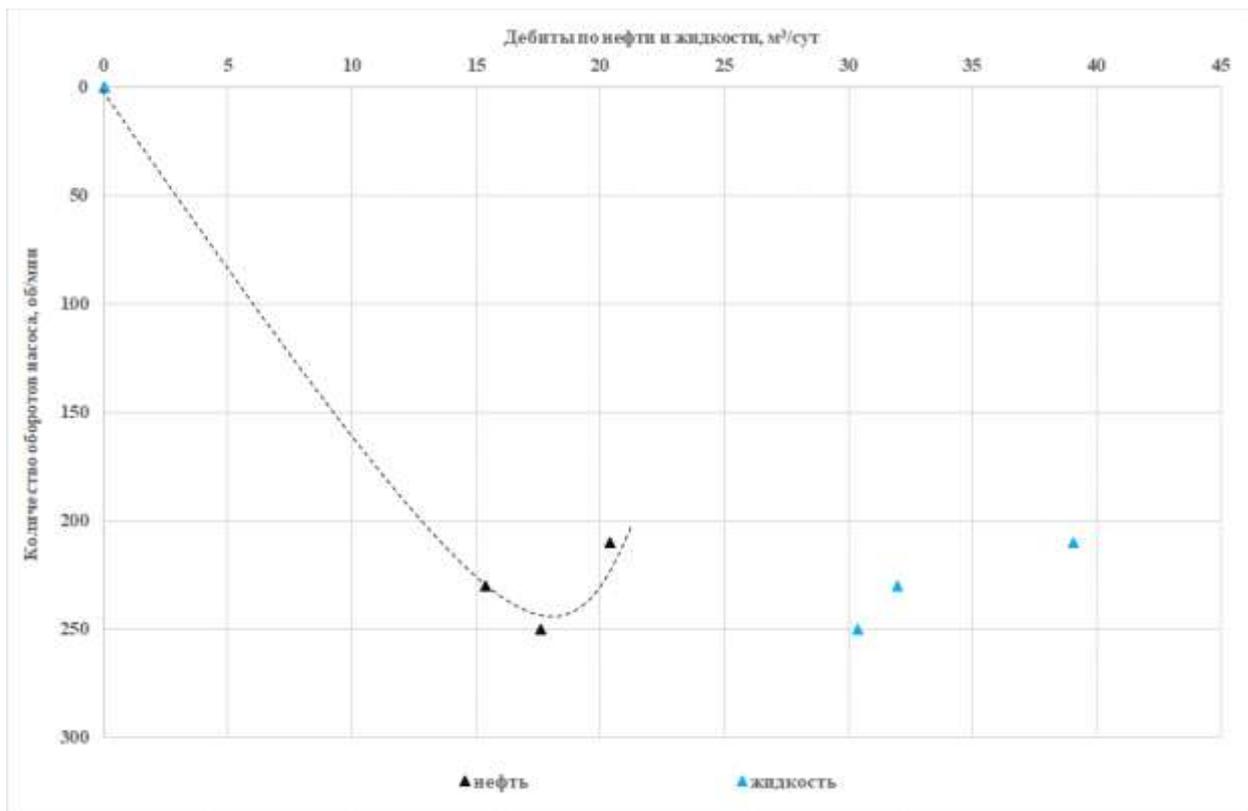


Рисунок 3.1. 11-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-3. Горизонт Ю-V (1367,0-1372,9 м). Дата исследования: 24-26.01.2024 г.

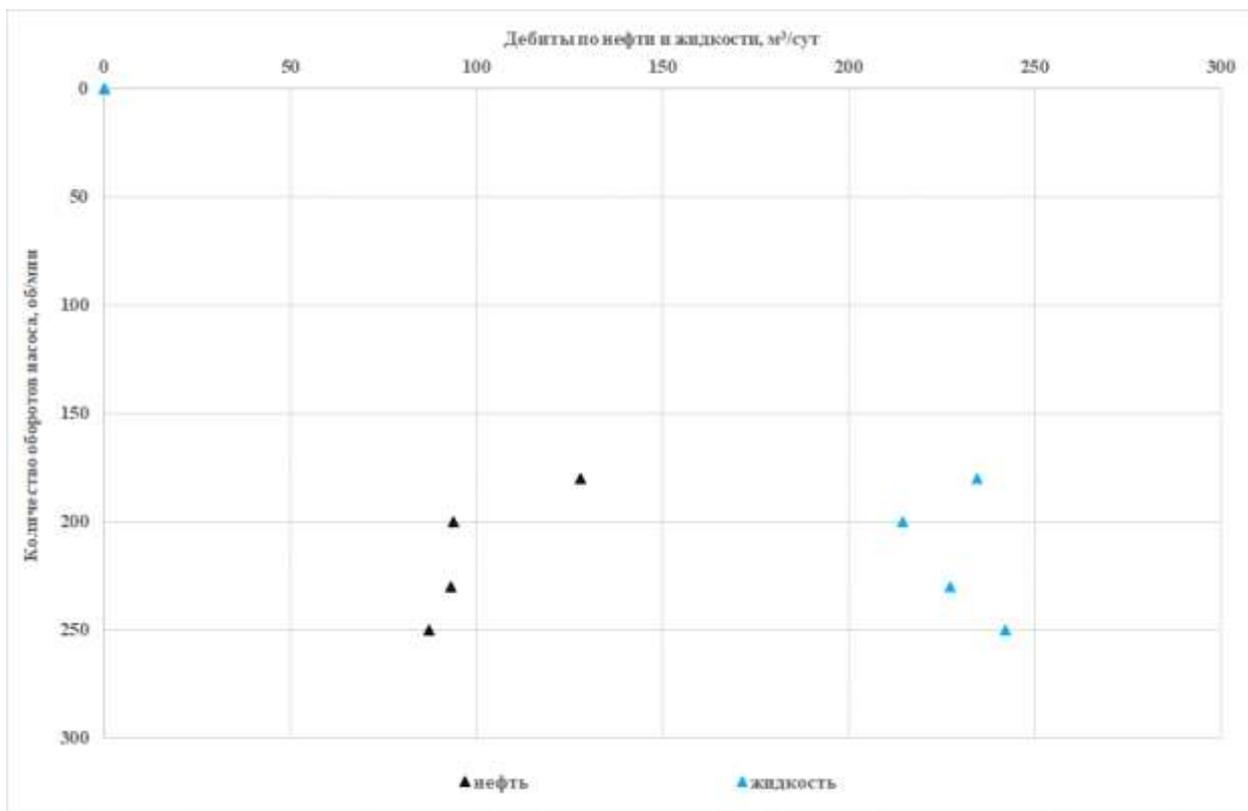


Рисунок 3.1. 12-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-4. Горизонт Ю-V (1315,0-1327,0 м). Дата исследования: 28.11.2018-29.12.2018 гг.



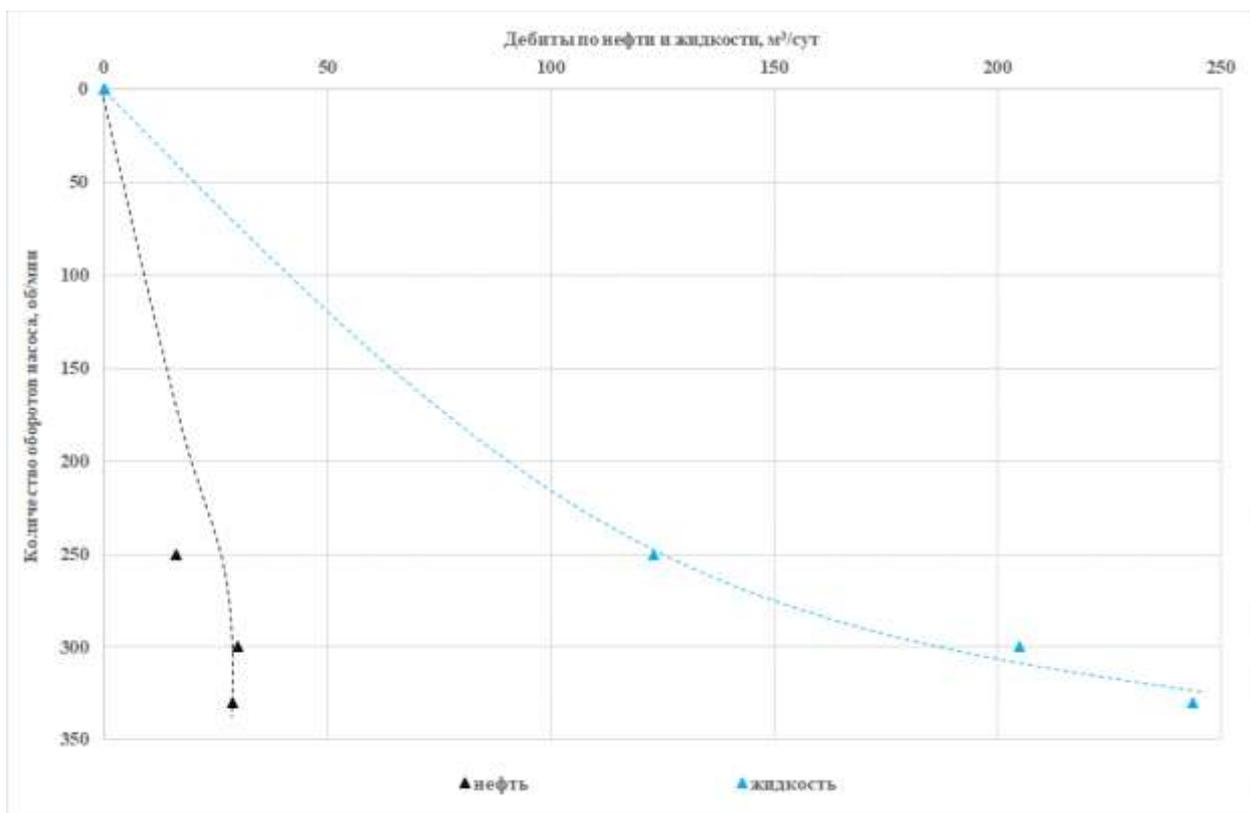


Рисунок 3.1. 13-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-4. Горизонт Ю-V (1315,0-1327,0 м). Дата исследования: 31.03.2019-15.05.2019 гг.

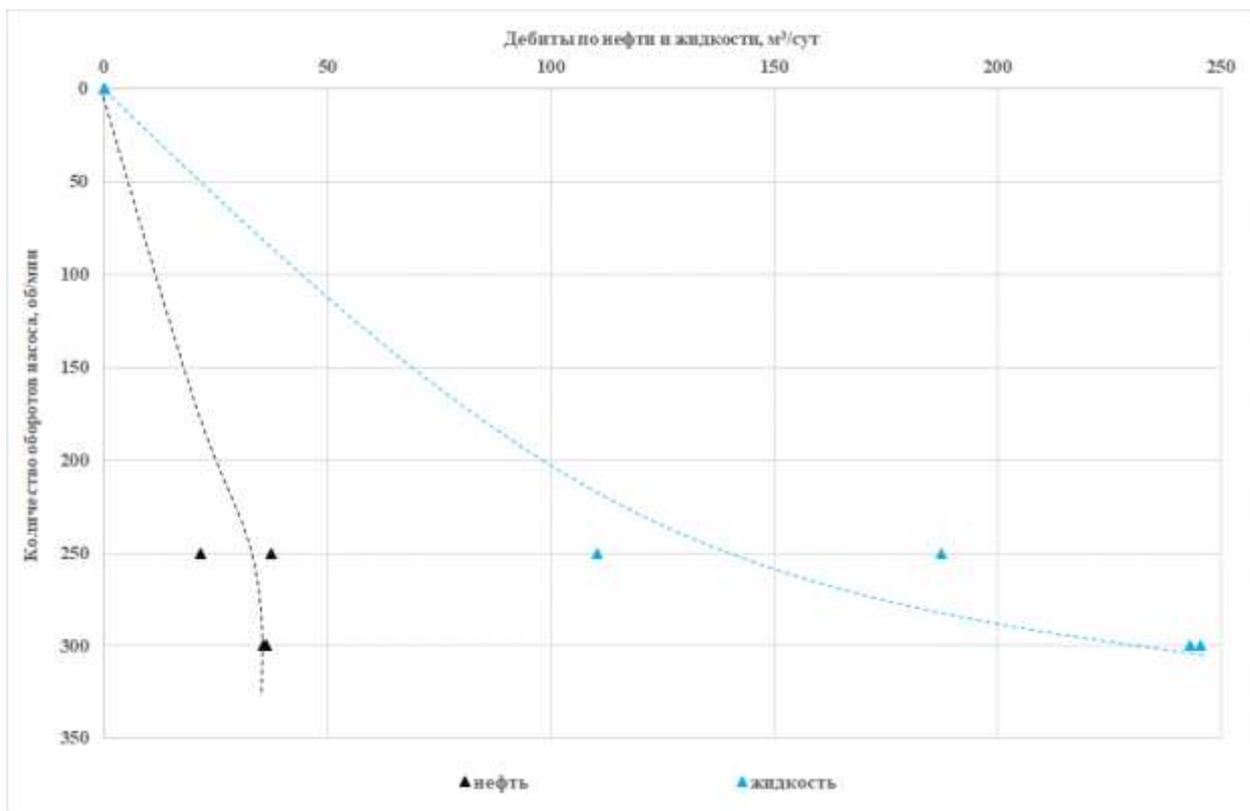


Рисунок 3.1. 14-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-4. Горизонт Ю-V (1315,0-1327,0 м, дострел 1303,8-1309,6м). Дата исследования: 03-08.05.2021 гг.



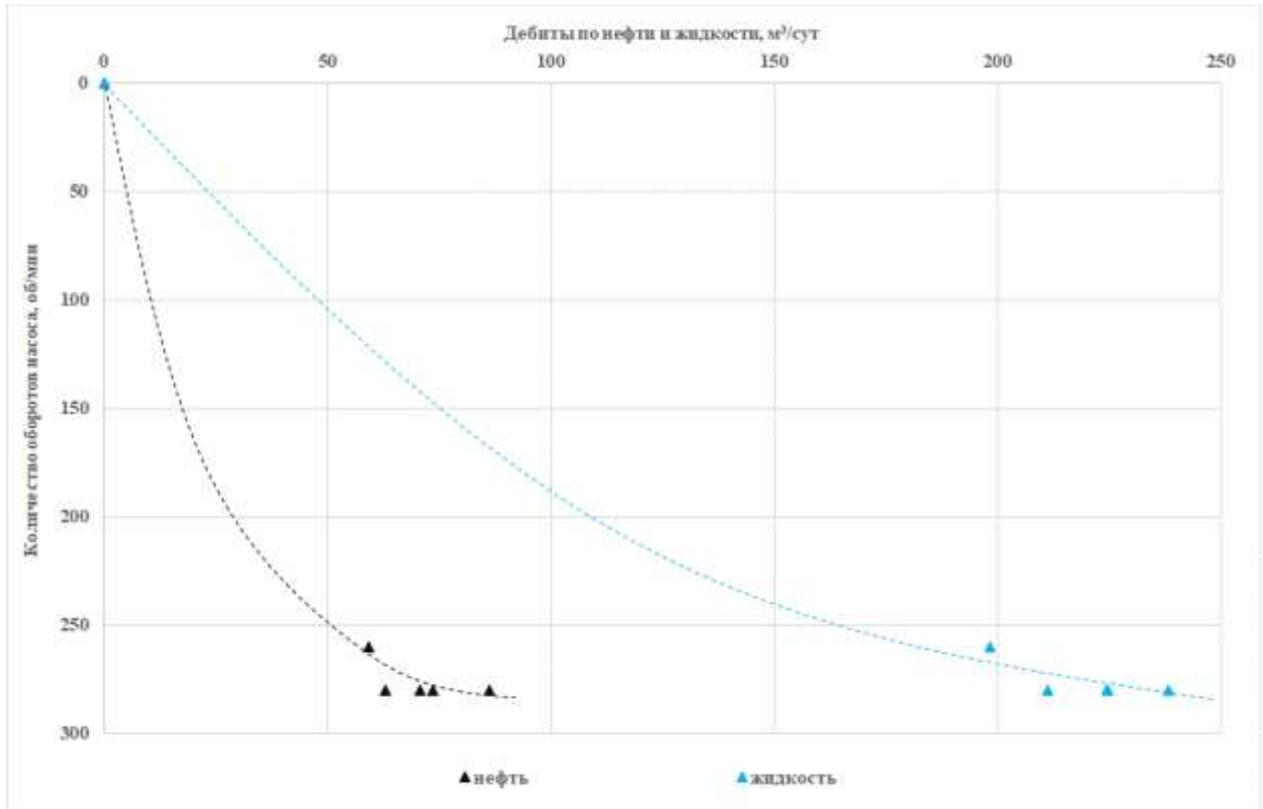


Рисунок 3.1. 15-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-4. Горизонт Ю-V (1303,8-1309,6 м). Дата исследования: 22.08.2021-07.09.2021 гг.

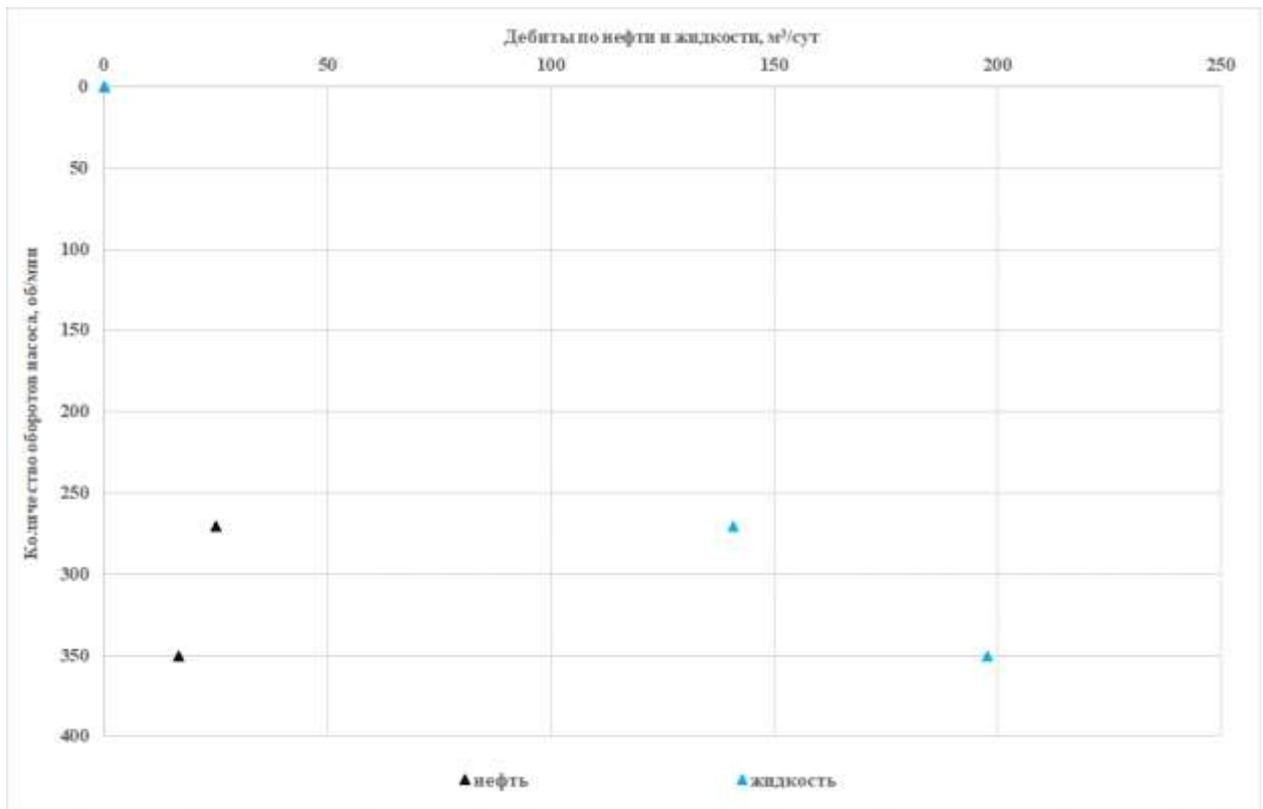


Рисунок 3.1. 16-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-5. Горизонт Ю-V (1285,0-1288,0 м). Дата исследования: 09-15.03.2022 гг.



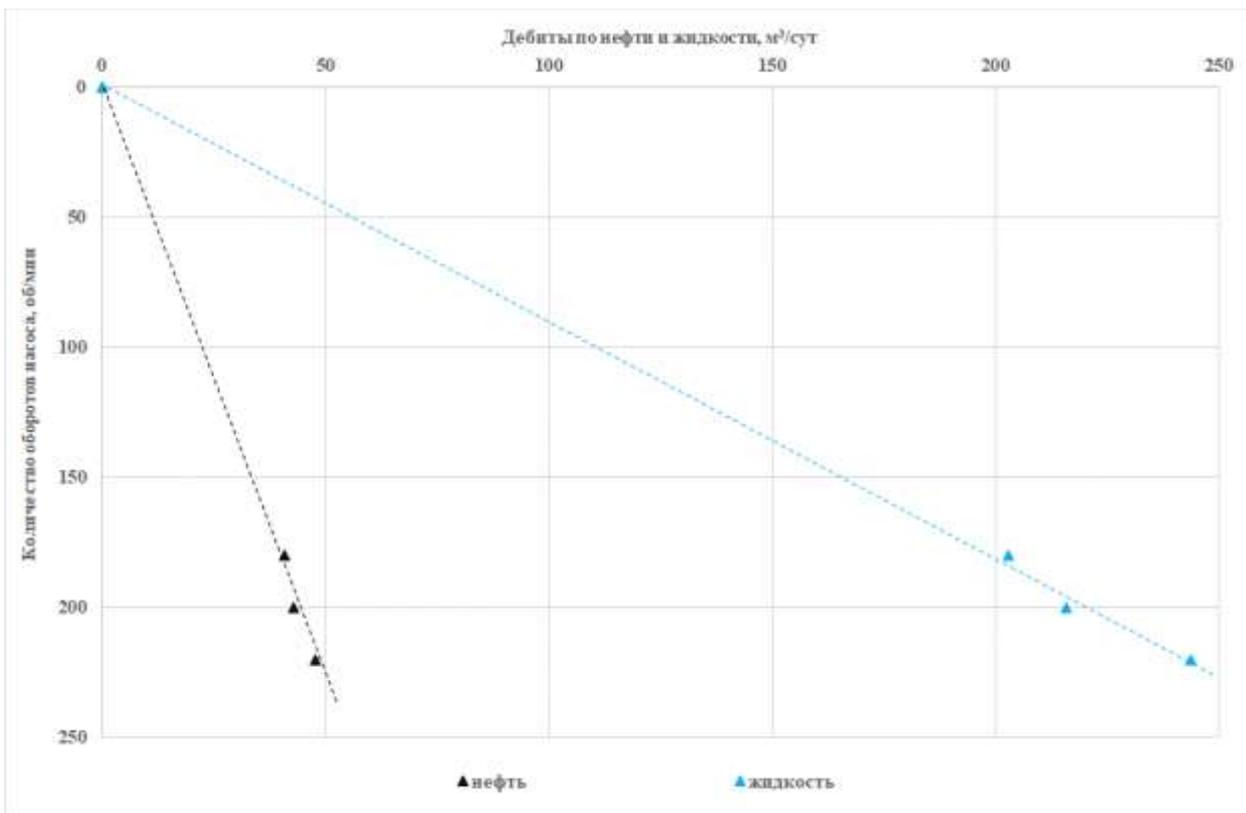


Рисунок 3.1. 17-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-6. Горизонт Ю-V (1306,0-1315,0 м и 1317,0-1321,0 м). Дата исследования: 22-26.11.2023 гг.

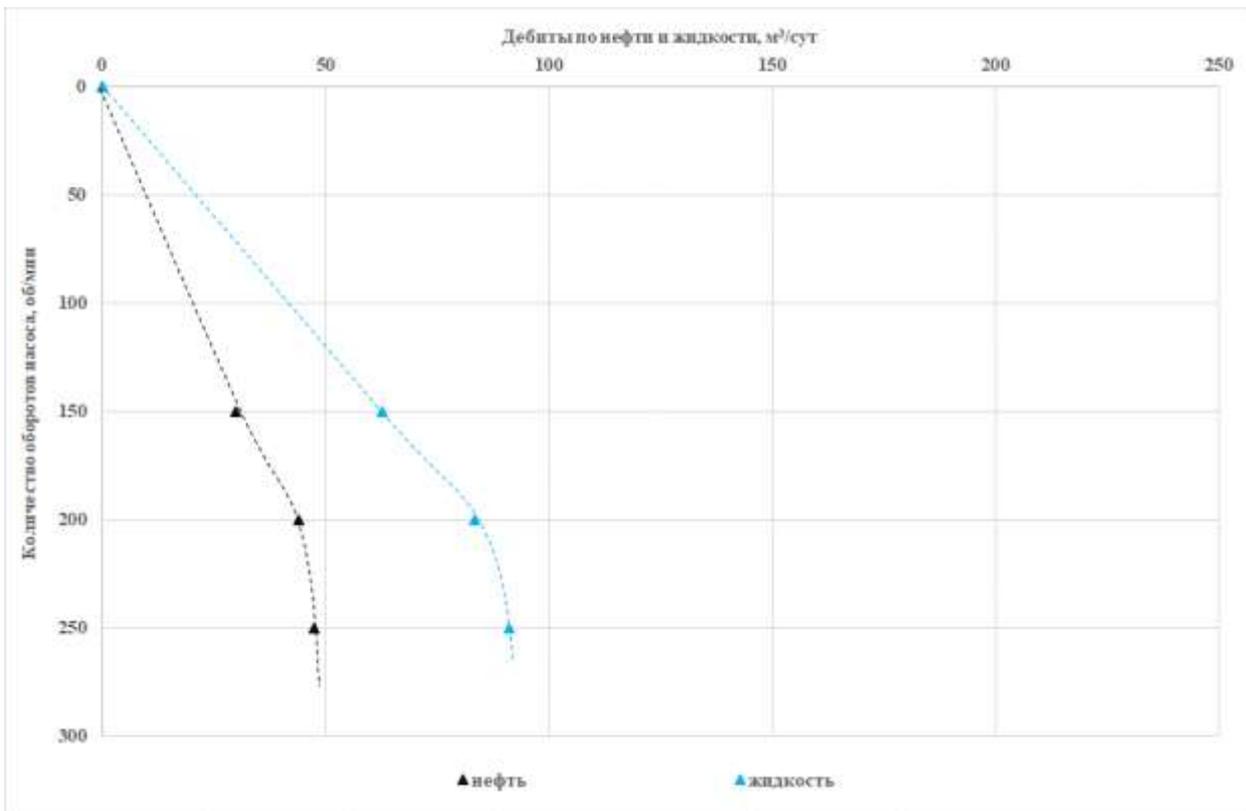


Рисунок 3.1. 18-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1382,0-1390,0 м). Дата исследования: 14-17.06.2012 гг.



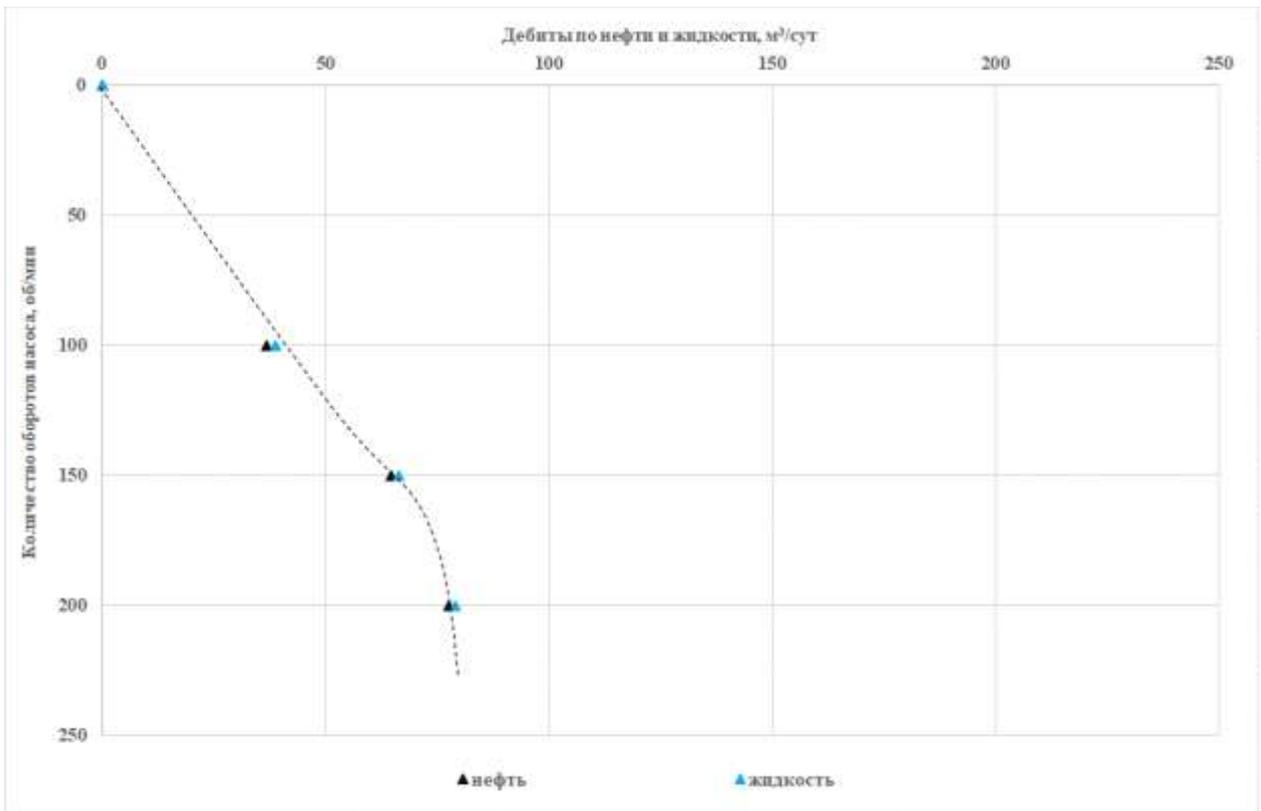


Рисунок 3.1. 19-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1369,9-1375,9 м). Дата исследования: 14-16.09.2012 гг.

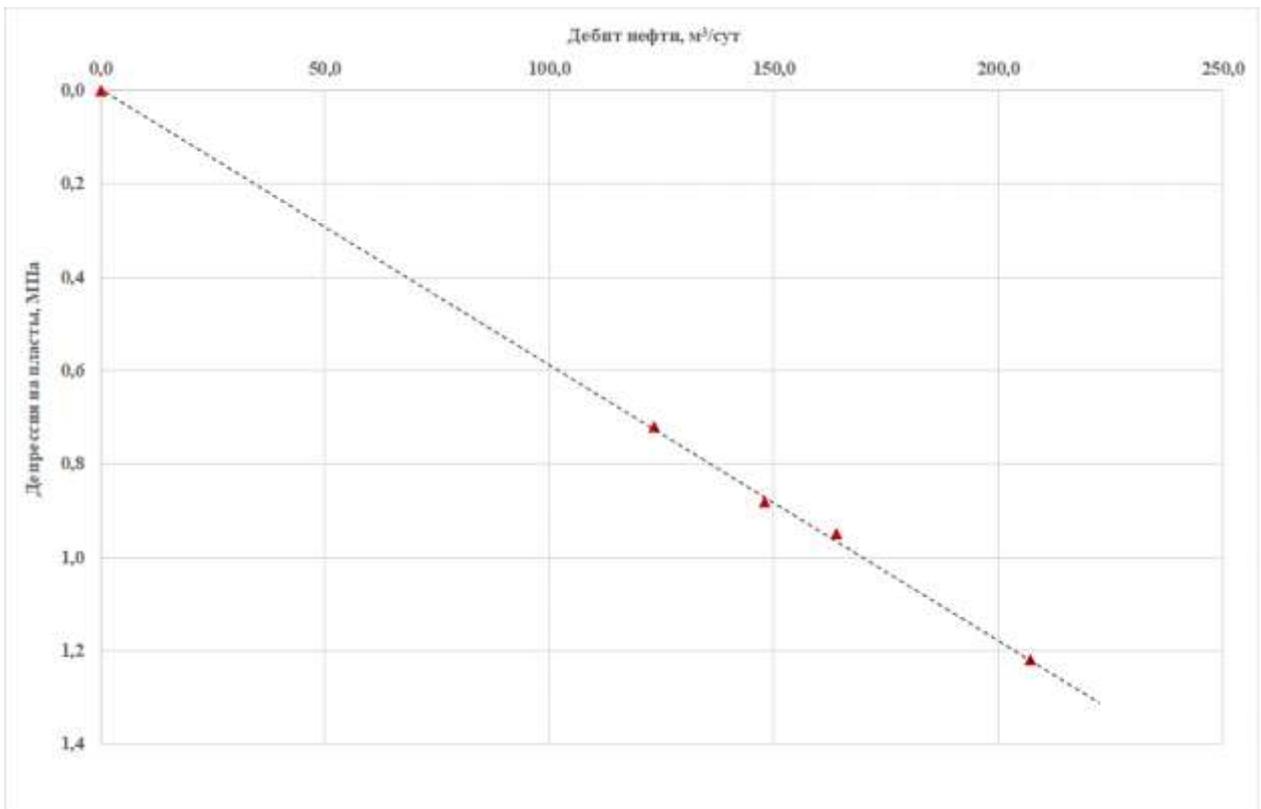


Рисунок 3.1. 20-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1351,9-1357,1 м). Дата исследования: 25-31.12.2012 гг.



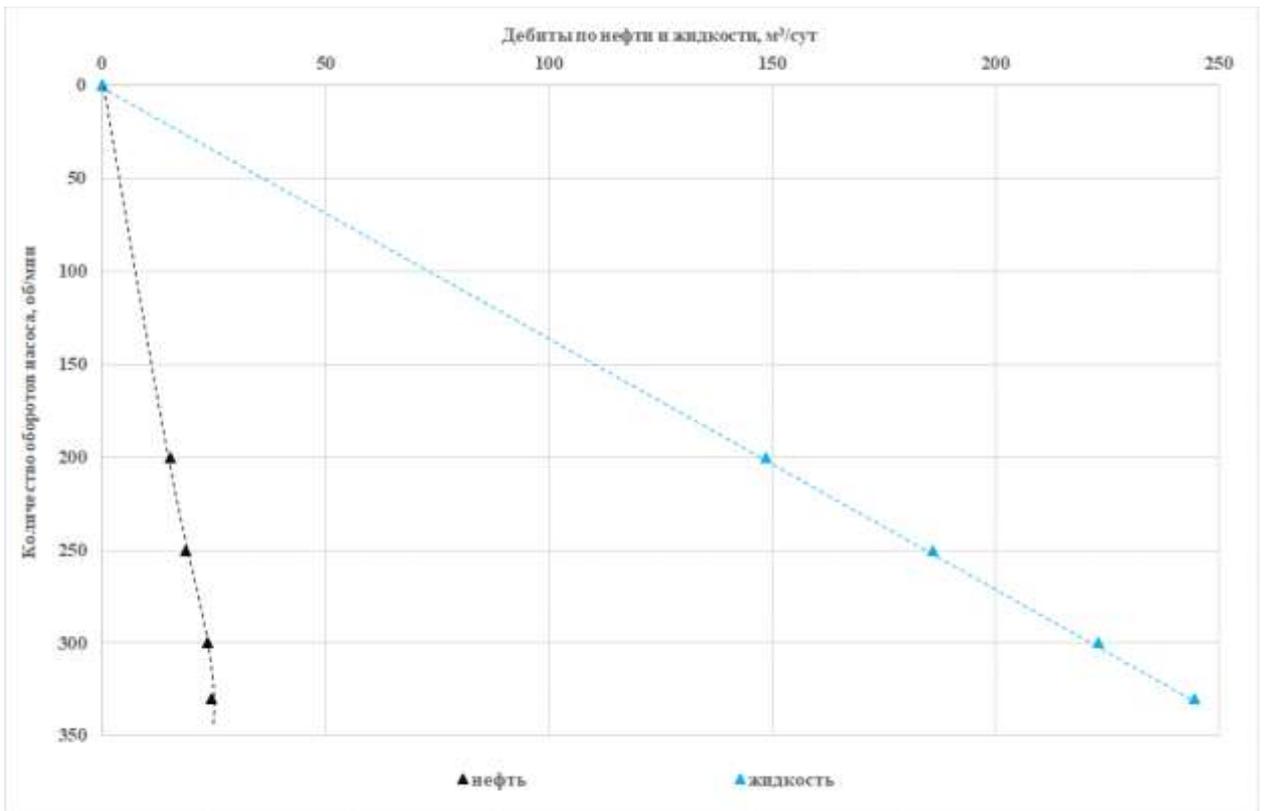


Рисунок 3.1. 21-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1351,9-1357,1 м). Дата исследования: 26-30.09.2018 гг.

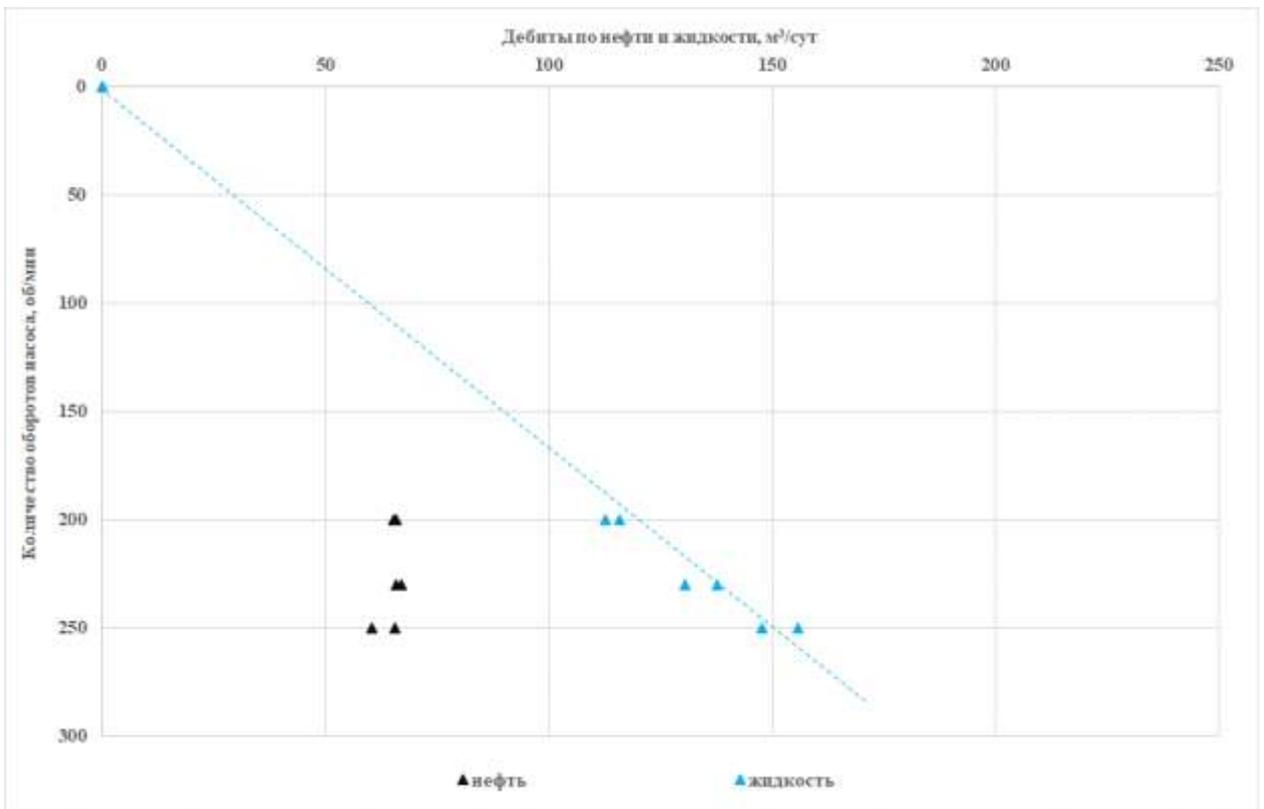


Рисунок 3.1. 22-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю1. Горизонт Ю-V (1335,3-1339,5 м). Дата исследования: 17-22.04.2019 гг.



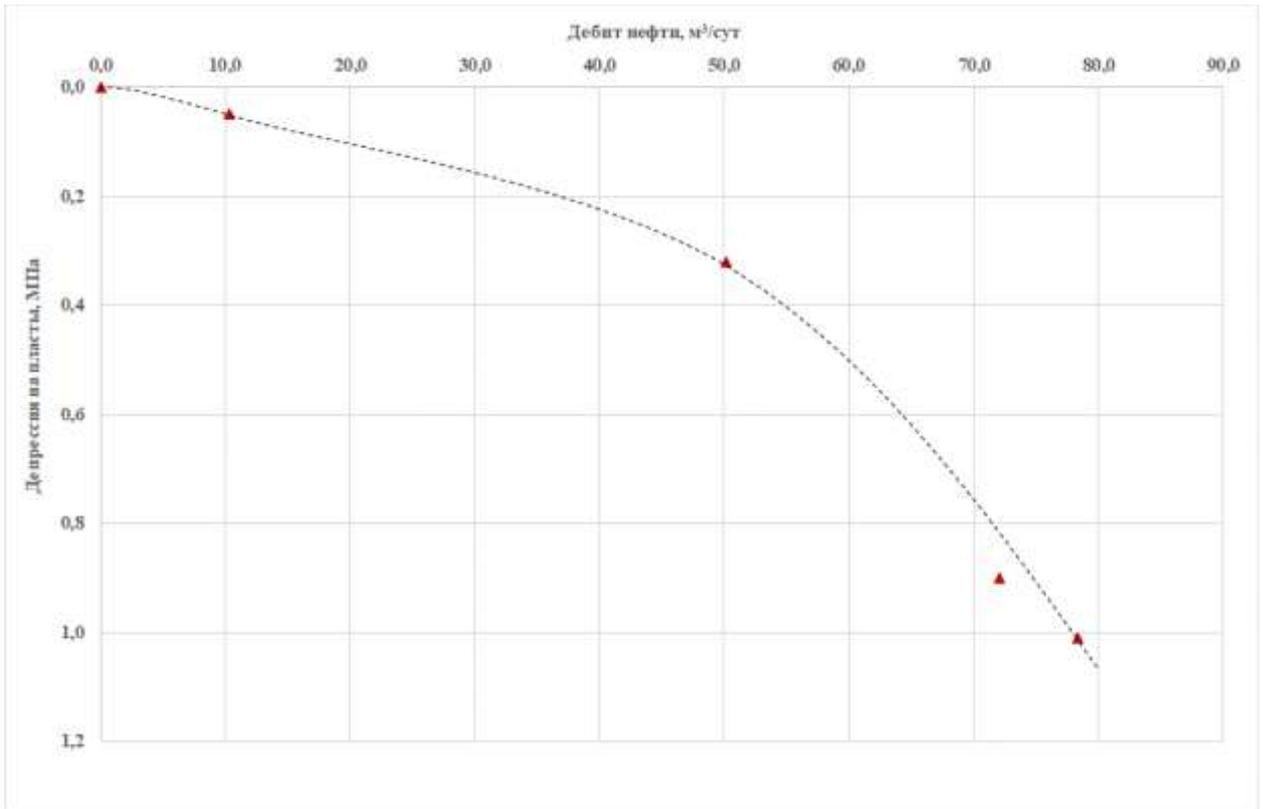


Рисунок 3.1. 23-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю2. Горизонт Ю-V (1345,0-1351,0 м). Дата исследования: 18-21.06.2012 гг.

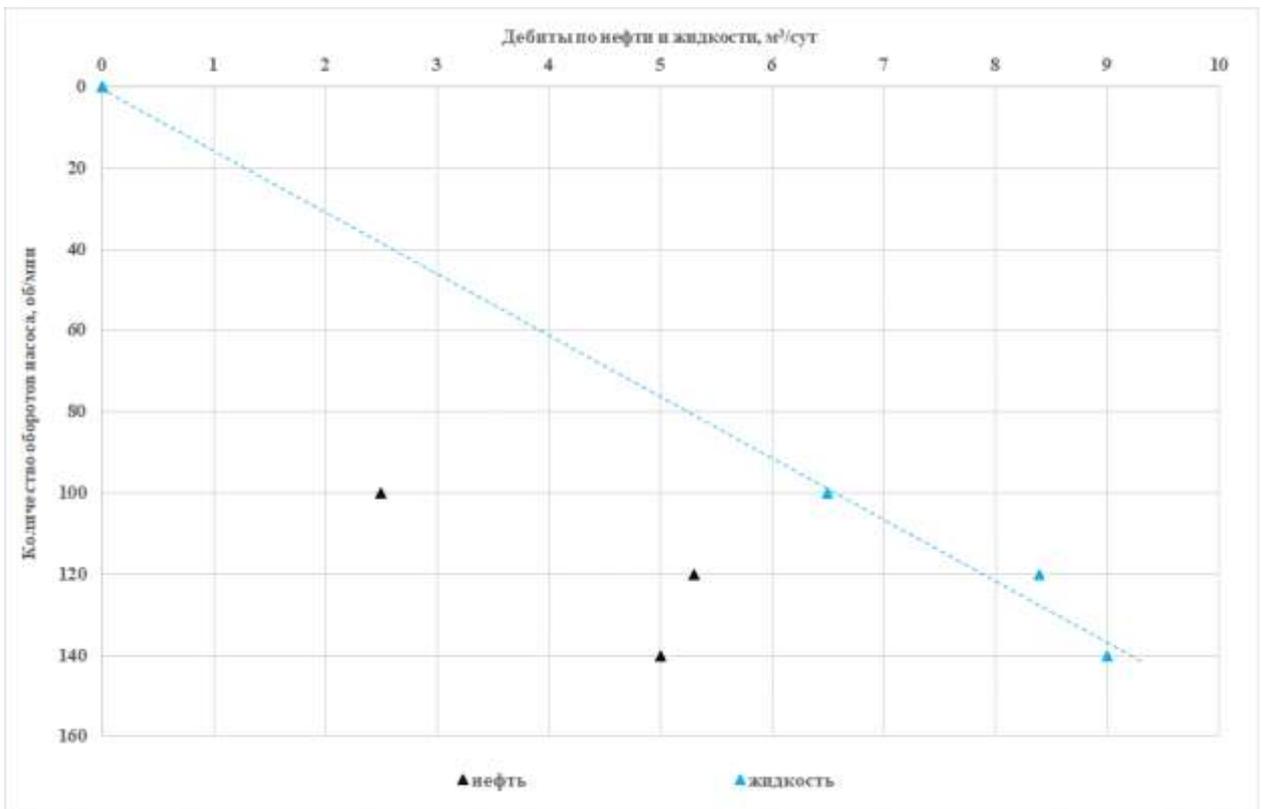


Рисунок 3.1. 24-Индикаторная диаграмма по скважине АСК-Ю2. Горизонт Ю-V (1319,0-1320,7 м и 1325,1-1326,4 м). Дата исследования: 30.09.2018-03.10.2018 гг.



Методом регистрации **кривой восстановления давления/уровней (КВД/КВУ)** проведено всего 12 исследований в скважинах АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-4, АСК-Ю1 и АСК-Ю2 и кривой восстановления уровней (КВУ) – исследование в скважине АСК-6. После утверждения основного проектного документа (11) проведены 3 исследования в скважинах АСК-3, АСК-4 и АСК-6 подрядными специализированными организациями, а интерпретация исследований в остальных скважинах, которые вошли в утвержденный основной проектный документ (11) – проведены собственными силами недропользователя.

В таблице 3.1.5 представлены результаты ГДИС КВД/КВУ.

#### **Горизонт Ю-III «Б».**

По рассматриваемому горизонту исследования не были проведены ввиду получения притока воды с «пленкой» нефти.

#### **Горизонт Ю-IV «Б».**

В *скважине АСК-Ю1* исследования в интервале перфорации 1286,0-1289,9 м и 1294,6-1298,0 м проведены дважды: в марте и мае 2013 г.

При исследовании в марте 2013 г., восстановленное пластовое давление составило 13,22 МПа, при глубине установки манометра – 1262,0 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 180 мД; гидропроводность – 311 мД\*м/МПа\*с; продуктивность – 35,4 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Радиус информативности исследования составил 227,0 м. Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 3,58 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС.

В мае 2013 г. в скважине провели повторные исследования, при этом пластовое давление составило 13,18 МПа, при глубине установки манометра – 1280,2 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 249 мД; гидропроводность – 655 мД\*м/МПа\*с; продуктивность – 22,8 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Радиус информативности исследования составил 1000,0 м. Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 0,52 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС.

Сопоставление результатов исследований показывает, что пластовое давление осталось неизменным, а проницаемость, гидропроводность и радиус информативности исследования увеличились. Отмечается уменьшение коэффициента продуктивности скважины и скин-фактора, хотя осталась отрицательной.

#### **Горизонт Ю-V.**



В скважине АСК-1 исследования в интервале перфорации 1281,0-1287,0 м проведены в конце сентября 2011 г. Пластовое давление составило 13,94 МПа, при глубине установки манометра – 1273,0 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 184 мД; гидропроводность – 391 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 52,6 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Радиус информативности исследования составил 277,0 м. Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 3,44 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС.

В этой же скважине при интервалах перфорации 1266,5-1269,0 м и 1271,0-1277,0 м определенное пластовое давление составило 13,67 МПа, при глубине установки манометра – 1252,0 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 393 мД; гидропроводность – 675 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 56,3 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Радиус информативности исследования составил 403,0 м. Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 2,66 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС.

Призабойная зона скважины АСК-1 в интервалах перфорации 1266,5-1269,0 и 1271,0-1277,0 м характеризуется улучшенными фильтрационными и продуктивными характеристиками по сравнению с нижележащим интервалом 1281,0-1287,0 м. В целом оба исследованных интервала характеризуются высокими фильтрационными и продуктивными показателями.

В скважине АСК-2 исследования в интервале перфорации 1295,0-1300,0 м проведены дважды: в июле и октябре 2012 г.

При исследовании в июле 2012 г., восстановленное пластовое давление составило 14,31 МПа, при глубине установки манометра – 1263,0 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 3200 мД; гидропроводность – 5486 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 53,6 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – положительный, очень высокий и составил «плюс» 26,2 б/р, что говорит об очень загрязненном состоянии ПЗС.

В октябре 2012 г. в скважине провели повторные исследования, при этом пластовое давление составило 14,41 МПа, при глубине установки манометра – 1315,0 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 4120 мД; гидропроводность – 7074 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 29,0 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – положительный, очень высокий и составил «плюс» 31,9 б/р, что говорит об очень загрязненном состоянии ПЗС.



Сопоставление результатов исследований показывает, что пластовое давление осталось неизменным, а проницаемость и гидропроводность увеличились. Отмечается уменьшение коэффициента продуктивности скважины, а скин-фактор остался положительным и несколько ухудшился. Призабойная зона исследованного в скважине АСК-2 интервала характеризуется высокими фильтрационными и продуктивными характеристиками, но скин-фактор оказался положительным и высоким.

В *скважине АСК-Ю1* исследования проведены трижды, при различных перфорированных интервалах: 1382,0-1380 м (июнь 2012 г.); 1369,9-1375,9 м (декабрь 2012 г.) и 1351,9-1357,1 м (январь 2013 г.).

При исследовании в июне 2012 г., пластовое давление составило 13,04 МПа, при глубине установки манометра – 1380,0 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 2370 мД; гидропроводность – 8068 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 104,7 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – положительный, очень высокий и составил «плюс» 41,4 б/р, что говорит об очень загрязненном состоянии ПЗС.

При исследовании в декабре 2012 г. второго снизу интервала, пластовое давление составило 14,38 МПа, при глубине установки манометра – 1366,0 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 231 мД; гидропроводность – 416 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 15,5 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 1,47 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС. Радиус информативности исследования – 151,0 м.

При исследовании в январе 2013 г. вышележащего интервала, пластовое давление составило 13,83 МПа, при глубине установки манометра – 1337,0 м. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 1660 мД; гидропроводность – 2358 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 170,8 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 1,43 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС. Радиус информативности исследования – 219,0 м.

Из исследованных интервалов в скважине АСК-Ю1, верхний и нижний интервалы характеризуются улучшенными и очень высокими фильтрационными и продуктивными показателями по сравнению с исследованным интервалом 1369,9-1375,9 м, хотя и этот интервал имеет хорошие свойства.

В *скважине АСК-Ю2* исследования проведены в декабре 2012 г., при перфорированных интервалах 1319,0-1320,7 м и 1325,1-1326,4 м. При глубине



установленного манометра 1307,0 м, пластовое давление составило 14,02 МПа. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 29 мД; гидропроводность – 20 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 1,6 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 5,08 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС. Радиус информативности исследования – 132,0 м.

Необходимо отметить, что при исследованиях скважины, полученный коэффициент продуктивности и другие фильтрационные параметры оказались очень низкими, что, вероятно, является следствием эксплуатации скважины при забойном давлении ( $P_3 = 5,39$  МПа) очень близком к среднему давлению насыщения нефти газом ( $P_{нас} = 5,43$  МПа), определенного для рассматриваемого горизонта в целом.

В процессе эксплуатации месторождения исследования проведены на скважинах АСК-3, АСК-4 и АСК-6.

В декабре 2018 г. в *скважине АСК-4* (интервал перфорации – 1315,0-1327,0 м) замеренное на глубине 1295,0 м пластовое давление составило 14,16 МПа. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 2230 мД; гидропроводность – 319 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 236,4 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – положительный и составил «плюс» 1,48 б/р, что говорит о загрязненном состоянии ПЗС. Радиус информативности исследования – 195,0 м.

Исследованный интервал в рассматриваемой скважине по глубине сопоставим с исследованным интервалом в скважине АСК-Ю2, хотя и располагается в отдельном блоке, и по сравнению с этой скважиной, фильтрационные и продуктивные свойства призабойной зоны скважины АСК-4 характеризуются гораздо лучшими показателями. Вместе с тем, замеренное в скважине АСК-4 давление оказалось практически на уровне начального пластового давления по горизонту.

В *скважине АСК-6* (интервал перфорации – 1306,0-1315,0 м и 1317,0-1321,0 м) в ноябре 2023 г. проведены исследования, при глубине манометра 1306,0 м замеренное пластовое давление составило 13,03 МПа. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 153 мД; гидропроводность – 544 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 46,9 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 3,17 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС. Радиус информативности исследования – 87,0 м.



Исследованный интервал в рассматриваемой скважине по глубине сопоставим с исследованными интервалами в скважинах АСК-4 и АСК-Ю2, хотя все рассматриваемые три скважины располагаются в отдельных блоках, по новому представлению о геологическом строении рассматриваемого горизонта. По сравнению с параметрами призабойной зоны скважины АСК-Ю2, призабойная зона скважины АСК-6 характеризуется лучшими показателями, а по сравнению с параметрами скважины АСК-4 – уступает по проницаемости, коэффициенту продуктивности, радиусу информативности исследования и имеет большую гидропроводность, так как вскрытая нефтенасыщенная толщина больше чем в 2 раза. Замеренное в скважине пластовое давление на уровне гидростатического и оказалось несколько ниже давления, замеренного в скважине АСК-4. Полученные в процессе исследования скважины АСК-6 данные позволяют говорить о том, что, не смотря на блочное строение горизонта, залежи в блоках Ша и ШБ имеют гидродинамическую связь и являются единым гидродинамическим резервуаром.

В *скважине АСК-3* (интервал перфорации – 1367,0-1372,9 м) в январе 2024 г. проведены исследования, при глубине установки манометра 1385,0 м замеренное пластовое давление составило 14,50 МПа. Определенные по результатам исследования фильтрационные и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины (ПЗС) составили: проницаемость – 49 мД; гидропроводность – 9 мД\*м/мПа\*с; продуктивность – 5,3 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Скин-фактор – отрицательный и составил «минус» 2,04 б/р, что говорит о хорошем состоянии ПЗС. Радиус информативности исследования – 98,1 м.

Исследованный интервал в рассматриваемой скважине по глубине сопоставим с исследованными интервалами в скважинах АСК-1 (интервал перфорации – 1266,5-1269,0 м и 1271,0-1277,0 м) и АСК-Ю1 (интервал перфорации – 1369,9-1375,9 м), причем скважина АСК-1 располагается в непосредственной близости. По сравнению с параметрами призабойной зоны вышеперечисленных скважин, призабойная зона скважины АСК-3 характеризуется низкими свойствами, при отрицательном скин-факторе и пластовом давлении, практически на уровне начального.

Таким образом, ввиду механизированного фонда скважин, исследования регистрацией КВД проведены в процессе эксплуатации месторождения всего в скважинах АСК-3, АСК-4 и АСК-6. Результаты проведенных исследований показывают, что в исследованных в процессе эксплуатации месторождения (2018-2024 гг.) скважинах замеренные давления остались практически на уровне начального пластового давления по горизонту Ю-V. Вместе с тем, результаты исследования позволяют сделать вывод о том, что залежи Ю-V продуктивного горизонта характеризуются гидродинамической связью и являются единой гидродинамической системой. В большинстве исследованных скважинах



скин-фактор характеризуется отрицательной величиной, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны.

Самые низкие параметры призабойной зоны Ю-V горизонта получены в скважинах АСК-Ю2 и АСК-3, хотя пластовые давления остаются на уровне начального. В скважине АСК-Ю2 полученные по результатам исследований низкие параметры призабойной зоны, возможно, связаны с эксплуатацией при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом, а также необходимо принять во внимание тот фактор, что скважина располагается в отдельном блоке и характеризуется ухудшенными коллекторскими свойствами (нефтенасыщенная толщина, проницаемость, пористость и т.д.) по сравнению с основным по запасам и количеству скважин блоком. В скважине АСК-3 вскрыта нефтенасыщенная толщина 27,7 м, характеризуется не плохими эксплуатационными характеристиками, однако полученные по результатам исследований параметры призабойной зоны интервала 1367,0-1372,9 м характеризуются очень низкими значениями и, вероятно, может говорить об истощении запасов нефти в радиусе дренирования скважины.

Полученные в результате исследований регистрацией КВД/КВУ параметры призабойной зоны скважин Ю-V горизонта, при исследованиях различных интервалов в одной и той же скважине подтверждают высокую неоднородность по вертикали вышеотмеченного продуктивного горизонта.



Таблица 3.1. 5-Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации кривой восстановления давления и уровней

Скважина	Дата исследования	Горизонт	Интервал исследования, м	Глубина спуска манометра, м	Время исследования, час	Давление, МПа		Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Коэффициенты			Скин-фактор, б/р	Радиус исследования, м
						пластовое	забойное		гидропроницаемости, мД	проницаемости, мД	продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)		
АСК-1	29.09.2011	Ю-V	1281,0-1287,0	1273,0	198,7	13,94	10,83	163,7	391	184	52,6	-3,44	277,0
АСК-1	24.04.2012	Ю-V	1266,5-1269,0 1271,0-1277,0	1252,0	71,9	13,67	10,17	196,9	675	393	56,3	-2,66	403,0
АСК-2	21.07.2012	Ю-V	1295,0-1300,0	1263,0	72,3	14,31	12,50	97,1	5 486	3 200	53,6	26,20	-
АСК-2	13.10.2012	Ю-V	1295,0-1300,0	1315,0	419,1	14,41	11,63	80,6	7 074	4120	29,0	31,90	-
АСК-Ю1	15.06.2012	Ю-V	1382,0-1390,0	1380,0	-	13,04	12,19	89,0	8 068	2 370	104,7	41,40	-
АСК-Ю1	12.12.2012	Ю-V	1369,9-1375,9	1366,0	72,0	14,38	7,39	108,2	416	231	15,5	-1,47	151,0
АСК-Ю1	01.01.2013	Ю-V	1351,9-1357,1	1337,0	72,0	13,83	12,61	208,4	2 358	1 660	170,8	-1,43	219,0
АСК-Ю1	25.03.2013	Ю-IV «Б»	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	1262,0	300,0	13,22	10,45	98,0	311	180	35,4	-3,58	227,0
АСК-Ю1	28.05.2013	Ю-IV «Б»	1286,0-1289,9 1294,6-1298,0	1280,2	100,0	13,18	8,80	100,1	655	249	22,8	-0,52	1 000,0
АСК-Ю2	19.12.2012	Ю-V	1319,0-1320,7 1325,1-1326,4	1307,0	1083,7	14,02	5,39	14,0	20	29	1,6	-5,08	132,0
АСК-4	11.12.2018- 12.12.2018	Ю-V	1315,0-1327,0	1295,0	22,0	14,16	14,05	26,0	319	2 230	236,4	1,48	195,0
АСК-6	22.11.2023- 26.11.2023	Ю-V	1306,0-1315,0 1317,0-1321,0	1306,0	115,0	13,03	8,43	215,8	544	153	46,9	-3,17	87,0
АСК-3	15.01.2024- 31.01.2024	Ю-V	1367,0-1372,9	1385,0	24,5	14,50	7,08	39,1	9	49	5,3	-2,04	98,1



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

#### **3.2.1. Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов**

По состоянию изученности на 01.07.2024 г. на месторождении Асанкеткен пробурено всего 8 скважин (АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-4, АСК-5, АСК-6, АСК-Ю1 и АСК-Ю2), из которых: АСК-1 вертикальной конструкции, остальные имеют наклонно-направленные стволы.

Скважины АСК-1 и АСК-2 являются поисковыми, скважины АСК-Ю1 и АСК-Ю2 – разведочные и скважины АСК-3, АСК-4, АСК-5 и АСК-6 – эксплуатационные добывающие.

В эксплуатационном добывающем фонде числятся 6 скважин (АСК-1, АСК-3, АСК-4, АСК-5, АСК-6 и АСК-Ю1) и эксплуатируются механизированным способом добычи – штанговыми винтовыми насосами (ВН).

В эксплуатационном нагнетательном фонде 2 скважины (АСК-2 и АСК-Ю2), которые на дату анализа в действующем фонде.

Специальные скважины (контрольные, наблюдательные, пьезометрические и др.) на месторождении отсутствуют.

Характеристика фонда пробуренных скважин месторождения Асанкеткен представлена в таблице 3.2.1.

В таблицах 3.2.2 и 3.2.3 представлены характеристики эксплуатации в динамике как по добывающим скважинам, так и в целом по месторождению Асанкеткен. Как видно из представленной таблицы 3.2.2, по скважинам АСК-1, АСК-5, АСК-6 и АСК-Ю1 наблюдается падение дебитов по нефти и рост обводненности добываемой продукции. По скважине АСК-3 дебит после ввода в эксплуатацию остается практически стабильным и наблюдается некоторое падение обводненности, а по скважине АСК-4 дебит по нефти остается в последние три года относительно стабильным. В целом по месторождению в динамике за анализируемый период наметилась едва заметная тенденция падения среднего дебита по нефти и некоторая стабилизация средней обводненности добываемой продукции. Средний газовый фактор в целом стабильный, но наблюдается заметная тенденция его снижения.

По состоянию на 01.07.2024 г. низким дебитом по нефти и высокой обводненностью продукции характеризуется скважина АСК-5, а высокими дебитами и низкой обводненностью – скважины АСК-3 и АСК-6. В динамике коэффициентов эксплуатации добывающих скважин наблюдается снижение на 01.01.2023 и 01.01.2024 гг.,



а затем некоторое увеличение, связанное с периодической эксплуатацией скважины АСК-5.

В таблице 3.2.4 представлена динамика приемистости как отдельно по нагнетательным скважинам, так и в среднем по месторождению. Как видно, в динамике средней приемистости наблюдается некоторая синхронность с поведением кривой среднего дебита по жидкости добывающих скважин в первые четыре даты, а на начало и середину 2024 г. наблюдается увеличение средней приемистости на фоне уменьшения среднего дебита по жидкости добывающих скважин. По состоянию на 01.07.2024 г. обе скважины характеризуются одинаковой приемистостью на среднем уровне 325,1 м<sup>3</sup>/сут. В динамике коэффициентов эксплуатации нагнетательных скважин в целом наблюдается стабильность.

На рисунке 3.2.1 представлены средние характеристики эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин месторождения Асанкеткен в динамике за рассматриваемый период.

За анализируемый период на месторождении Асанкеткен были введены из бурения в эксплуатацию скважины АСК-3, АСК-5 и АСК-6. Скважина АСК-5 пробурена согласно основного проектного документа на промышленную разработку месторождения (11), а скважины АСК-3 и АСК-6 – отчета по анализу разработки (13).

На рисунках 3.2.2-3.2.4 представлены характеристики работы новых скважин АСК-3, АСК-5 и АСК-6 после ввода их в эксплуатацию на фоне средних характеристик в целом по месторождению Асанкеткен. Как видно из графиков, скважина АСК-3 при вводе в эксплуатацию в первый месяц характеризовалась безводной продукцией и далее обводненность резко увеличилась до 59,8 %, но оставалась ниже средней обводненности в целом по месторождению. Скважина АСК-5 при пуске в эксплуатацию характеризовалась высокой обводненностью и оставалась на всем протяжении 2022 г. на уровне средней обводненности в целом по месторождению, а по скважине АСК-6, хотя при пуске обводненность была высокой 68,4 %, но оставалась ниже средней в целом по месторождению и далее наблюдался ее постоянный рост. По скважине АСК-5 начальный и в процессе эксплуатации дебит нефти был ниже среднего дебита по месторождению, а по скважинам АСК-3 и АСК-6, введенные в эксплуатацию в 2023 г., начальные дебиты были выше среднего в целом по месторождению, но в процессе эксплуатации наблюдается их резкое падение большими темпами.



**Таблица 3.2.1-Характеристика пробуренного фонда месторождения Асанкеткен по состоянию изученности на 01.07.2024 г.**

Наименование	Характеристика фонда	Эксплуатационный объект	Месторождение Асанкеткен
Фонд добывающих скважин	Пробурено	8	8
	<i>в том числе:</i>		
	Действующие	6	6
	<i>из них: фонтанные</i>	-	-
	<i>ВН</i>	6	6
	Бездействующие	-	-
	В освоении и испытании	-	-
	В консервации	-	-
	Переведены под закачку	2	2
	Переведены на другие	-	-
Ликвидированные	-	-	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	-	-
	Переведены из добывающих	2	2
	Под закачкой	2	2
	Бездействующие	-	-
	В освоении и испытании	-	-
	В консервации	-	-
	В отработке на нефть	-	-
	Переведены на др. горизонты	-	-
Ликвидированные	-	-	

**Таблица 3.2.2-Характеристики эксплуатации добывающих скважин в динамике**

Дата	Эксплуатационные характеристики добывающих скважин					
	АСК-1			АСК-3		
	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	обводненность, %	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	обводненность, %
01.01.2020	28,6	290,4	90,2	-	-	-
01.01.2021	14,1	226,0	93,8	-	-	-
01.01.2022	8,0	243,5	96,7	-	-	-
01.01.2023	10,2	213,1	95,2	-	-	-
01.01.2024	8,9	174,5	94,9	19,9	50,1	60,2
01.07.2024	3,1	114,5	97,3	21,5	42,8	49,7

**Продолжение таблицы 3.2.2**

Дата	Эксплуатационные характеристики добывающих скважин					
	АСК-4			АСК-5		
	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	обводненность, %	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	обводненность, %
01.01.2020	13,9	170,3	91,8	-	-	-
01.01.2021	8,9	254,9	96,5	-	-	-
01.01.2022	66,3	230,4	71,2	4,6	32,1	85,5
01.01.2023	14,8	207,1	92,9	3,3	136,4	97,6
01.01.2024	8,0	170,4	95,3	-	-	-
01.07.2024	15,5	342,0	95,5	0,6	26,2	97,6



Продолжение таблицы 3.2.2

Дата	Эксплуатационные характеристики добывающих скважин					
	АСК-6			АСК-Ю1		
	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	обводненность, %	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	обводненность, %
01.01.2020	-	-	-	16,0	153,2	89,5
01.01.2021	-	-	-	17,6	200,8	91,2
01.01.2022	-	-	-	13,9	204,8	93,2
01.01.2023	-	-	-	14,2	164,0	91,3
01.01.2024	29,3	165,5	82,3	8,9	119,3	92,6
01.07.2024	19,8	118,8	83,3	7,7	125,0	93,8

Таблица 3.2.3-Характеристики эксплуатации добывающих скважин в динамике в целом по месторождению Асанкеткен

Дата	Фонд скважин, ед.		Эксплуатационные характеристики добывающих скважин			
	эксплуатационный	действующий	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	обводненность, %	газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
01.01.2020	3	3	19,5	204,6	90,5	24,6
01.01.2021	3	3	13,8	225,8	93,9	25,7
01.01.2022	3	3	28,1	211,6	86,7	18,1
01.01.2023	4	4	11,9	185,7	93,6	25,3
01.01.2024	6	5	13,5	145,8	90,7	22,2
01.07.2024	6	6	11,7	139,1	91,6	20,7

Таблица 3.2.4-Характеристики эксплуатации нагнетательных скважин в динамике в целом по месторождению Асанкеткен

Дата	Фонд скважин, ед.		Приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут		
	эксплуатационный	действующий	АСК-2	АСК-Ю2	В целом
01.01.2020	2	2	251,6	305,3	<b>278,5</b>
01.01.2021	2	2	241,3	366,8	<b>304,0</b>
01.01.2022	2	2	259,2	320,0	<b>289,6</b>
01.01.2023	2	2	232,4	253,4	<b>242,9</b>
01.01.2024	2	2	254,5	252,1	<b>253,3</b>
01.07.2024	2	2	324,1	326,1	<b>325,1</b>

Таблица 3.2.5-Динамика изменения коэффициентов использования и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин месторождения Асанкеткен

Дата	Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Коэффициенты эксплуатации, д.ед.		Коэффициенты использования, д.ед.	
	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	добывающих скважин	нагнетательных скважин	добывающих скважин	нагнетательных скважин
01.01.2020	3	3	2	2	1,00	1,00	1,00	1,00
01.01.2021	3	3	2	2	0,95	1,00	1,00	1,00
01.01.2022	3	3	2	2	0,96	0,97	1,00	1,00
01.01.2023	4	4	2	2	0,70	1,00	1,00	1,00
01.01.2024	6	5	2	2	0,63	1,00	0,83	1,00
01.07.2024	6	6	2	2	0,85	1,00	1,00	1,00



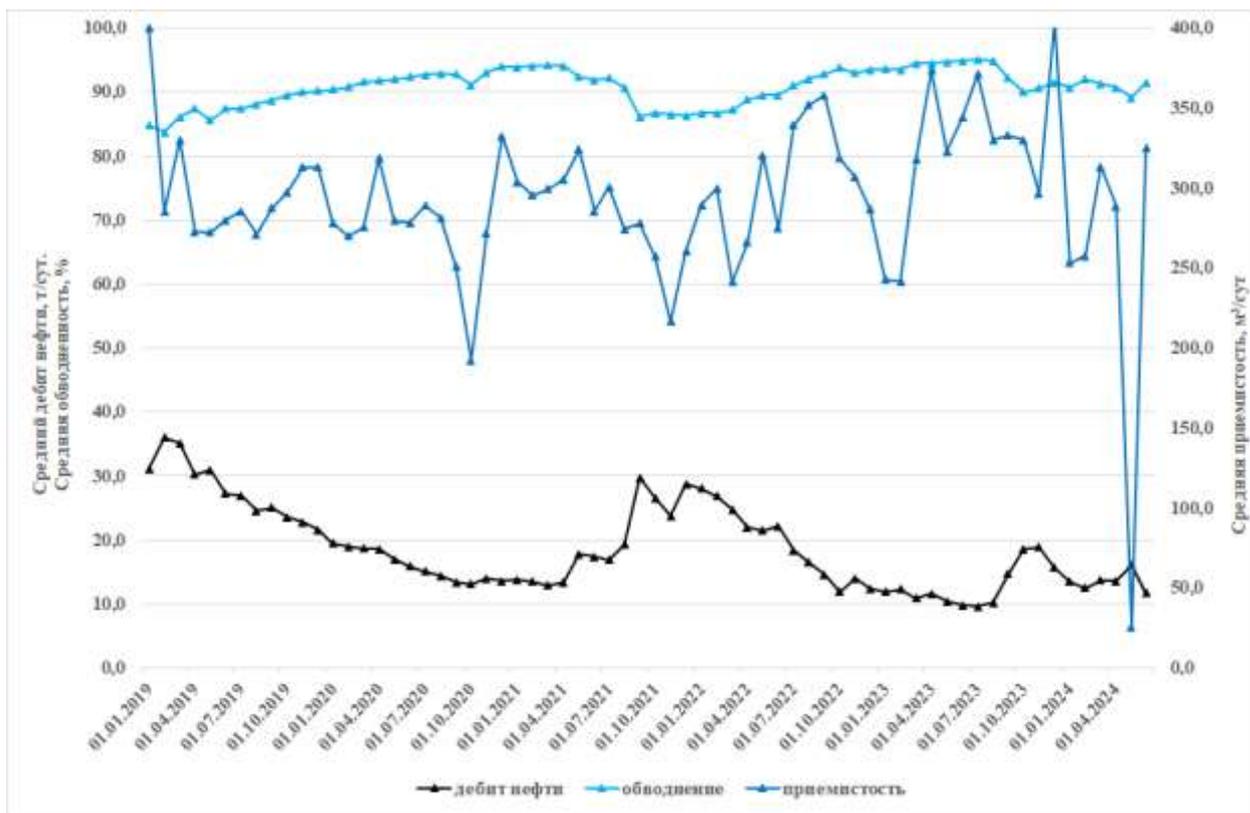


Рисунок 3.2.1-Динамика характеристик эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин месторождения Асанкеткен

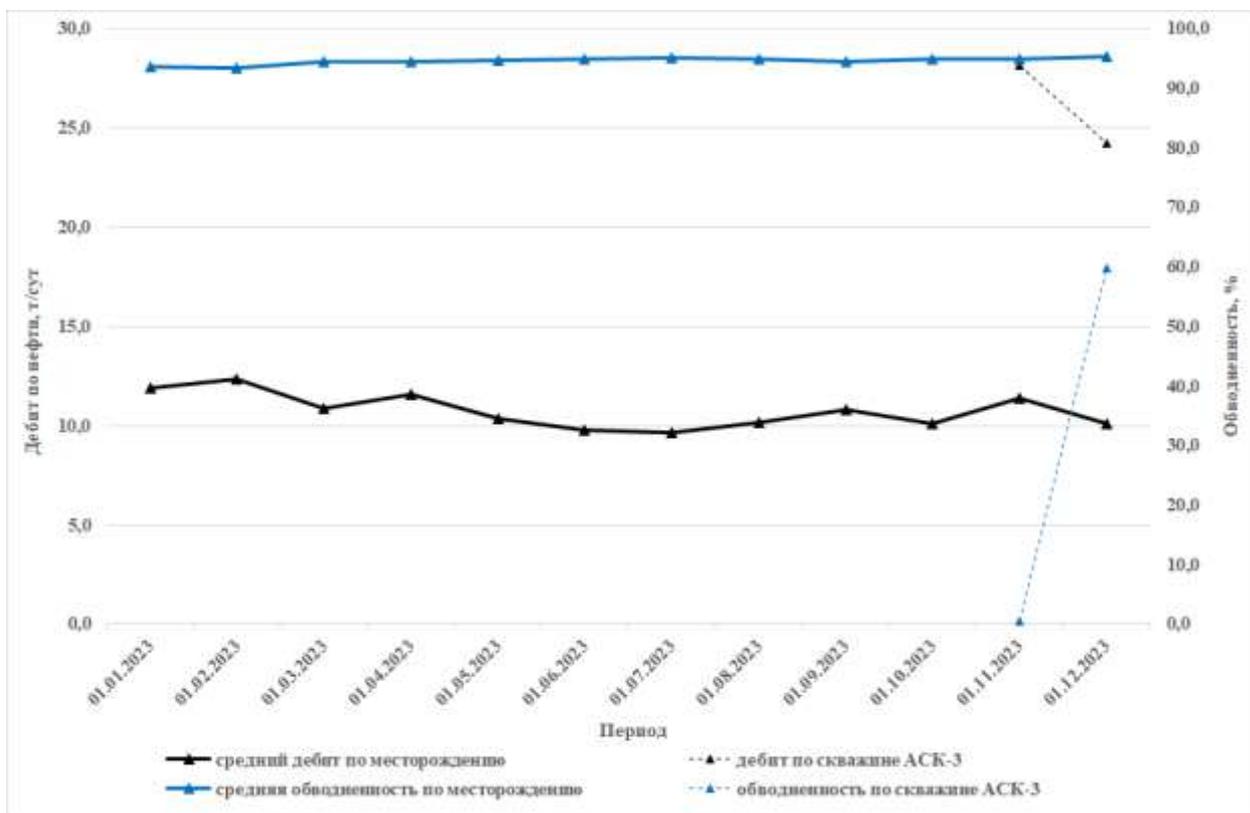


Рисунок 3.2.2-Характеристики работы скважины АСК-3 после ввода в эксплуатацию на фоне средних характеристик эксплуатации в целом по месторождению Асанкеткен



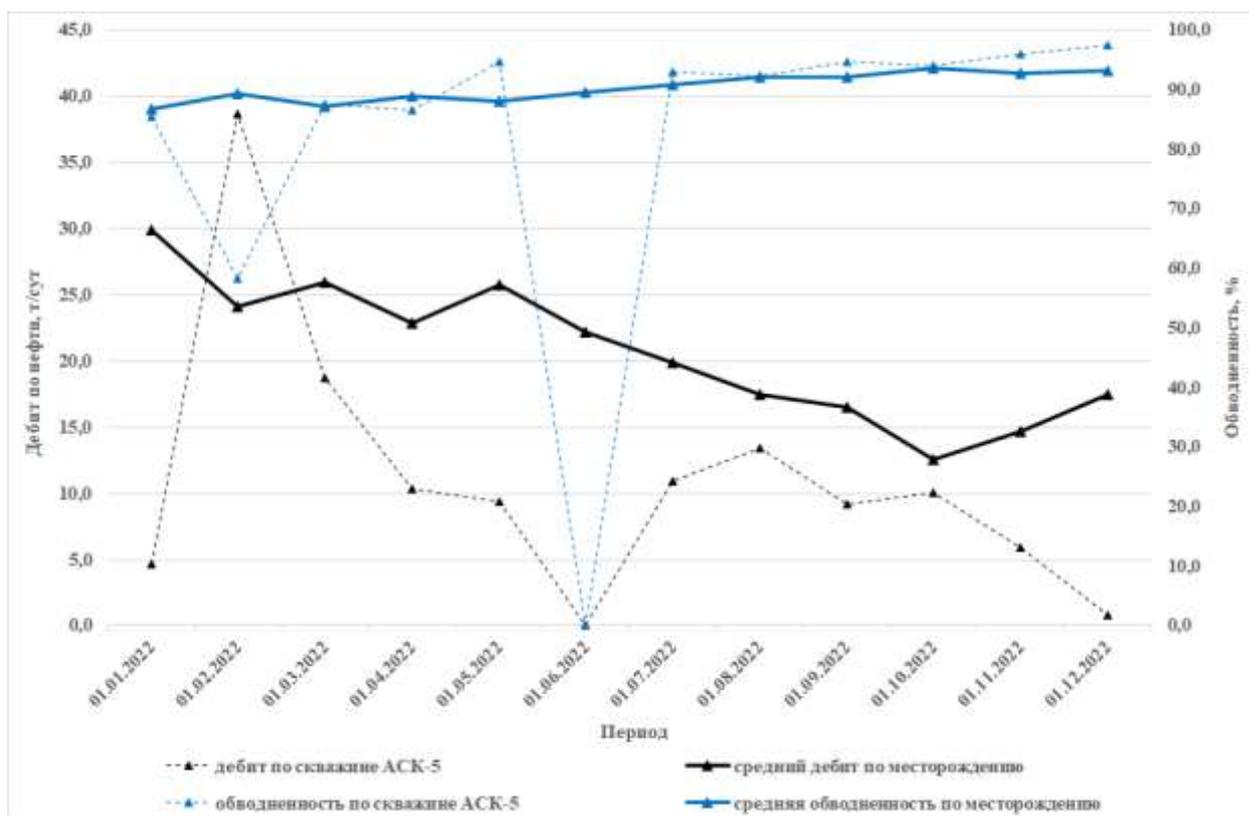


Рисунок 3.2.3-Характеристики работы скважины АСК-5 после ввода в эксплуатацию на фоне средних характеристик эксплуатации в целом по месторождению Асанкеткен

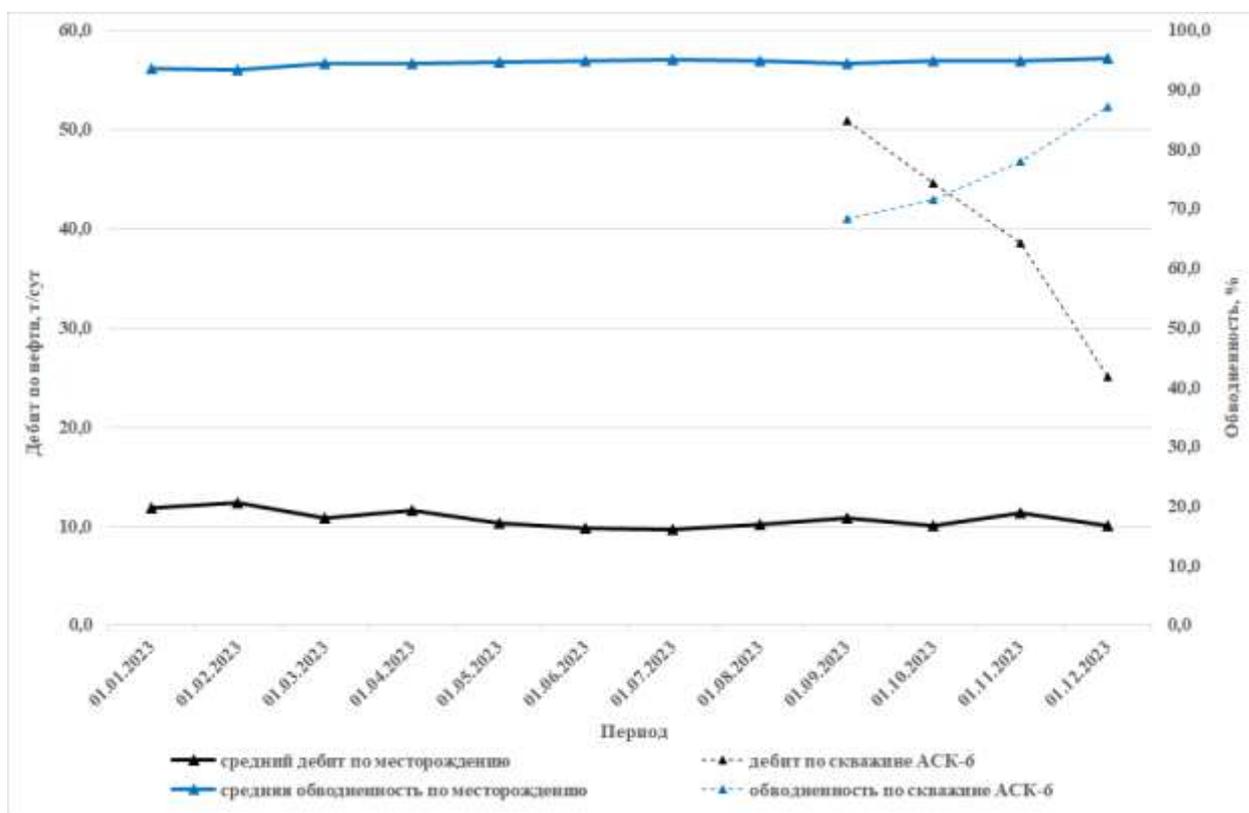


Рисунок 3.2.4-Характеристики работы скважины АСК-6 после ввода в эксплуатацию на фоне средних характеристик эксплуатации в целом по месторождению Асанкеткен



### **3.2.2. Характеристика отборов нефти, газа и воды**

По состоянию изученности на 01.07.2024 г. из продуктивных горизонтов месторождения Асанкеткен отобрано 323,3 тыс.т нефти, 2410,0 тыс.т жидкости и 8,227 млн.м<sup>3</sup> попутного газа. Степень выработанности от начальных извлекаемых запасов нефти составила 74,3 %, при этом текущая обводненность достигла 91,2 %. Текущая нефтеотдача достигла 31,4 %, при утвержденной – 42,3 %.

Накопленная закачка попутно добываемой воды с начала разработки по месторождению составила 2024,5 тыс.м<sup>3</sup>, при этом накопленная компенсация отборов жидкости в пластовых условиях достигла 91 %.

В таблице 3.2.6 представлены основные технологические показатели разработки единственного эксплуатационного объекта месторождения Асанкеткен.

В анализируемый период времени максимальная добыча нефти была достигнута в 2019 г. и составила 30,2 т/сут, при этом фонд действующих добывающих и нагнетательных скважин составлял 3 ед. и 2 ед. соответственно. Среднегодовая обводненность в рассматриваемый год составила 87,5 %, а среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости 27,9 т/сут и 223,0 т/сут соответственно. В 2019 г. закачено в продуктивные пласты 212,0 тыс.м<sup>3</sup> воды, при этом годовая компенсация отборов жидкости в пластовых условиях составила 96 %.

В 2020 г. происходит резкое падение добычи нефти до 17,1 тыс.т и резкий рост обводненности добываемой продукции, при неизменном фонде скважин, что объясняется падением среднегодового дебита скважин по нефти в 1,7 раза по сравнению с предыдущим годом до 16,0 т/сут, а также наблюдается некоторое снижение коэффициента эксплуатации добывающих скважин.

В 2021 г. фонд скважин остается на уровне предыдущего года, при этом наблюдается некоторое увеличение среднего дебита скважин по нефти и незначительное увеличение коэффициента эксплуатации, что сопровождается увеличением уровня добычи нефти на 3,8 тыс.т (или +18,3 %) по сравнению с предыдущим 2020 г. В рассматриваемом году наблюдается снижение обводненности добываемой продукции до 90,9 %.

В 2022 г. уровень добычи нефти увеличивается до 23,4 тыс.т, что связано с вводом в эксплуатацию новой скважины АСК-5, за счет которой, в свою очередь, дополнительно добыто 2,6 тыс.т нефти, а по переходящим скважинам – уровень добычи остался на уровне предыдущего года. Среднегодовая обводненность добываемой продукции и дебит скважин по нефти стабилизировались на уровне предыдущего года. Средний дебит новой скважины АСК-5 в рассматриваемый год составил 11,9 т/сут, что меньше среднего дебита в целом по месторождению, а обводненность составила 91,3 % – больше среднего по



месторождению. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин в рассматриваемый год уменьшается до 0,85 д.ед., что связано с периодической эксплуатацией новой скважины АСК-5.

В 2023 г. дополнительно введены в эксплуатацию новые скважины АСК-3 и АСК-6, однако уровень добычи нефти уменьшился на 6,1 тыс.т (или -26,1 %) по сравнению с предыдущим годом и составил 17,3 тыс.т. За счет ввода в эксплуатацию новых скважин в рассматриваемом году дополнительно добыто всего 4,5 тыс.т нефти, а следовательно, по переходящим уровень снизился на 10,6 тыс.т (или -54,5 %) по сравнению с прошедшим годом. Средние дебит по нефти новых скважин обводненность составили соответственно 34,8 т/сут и 76,1 %, а по переходящим – дебит нефти уменьшился по сравнению с 2022 г. с 19,2 т/сут до 13,1 т/сут, а обводненность – увеличилась с 90,4 % до 94,7 %. Коэффициент эксплуатации продолжил уменьшение, связанное все еще с периодической эксплуатацией скважины АСК-5.

Весь анализируемый период средний газовый фактор по месторождению остается стабильным на уровне 21,5-26,0 м<sup>3</sup>/т, а в динамике уровней добычи жидкости и закачки воды наблюдается монотонное их увеличение, со средним темпом 4,0-7,0 % ежегодно, при этом коэффициент компенсации отборов жидкости в пластовых условиях закачкой воды остается стабильным.

По состоянию изученности на 01.07.2024 г. за счет ввода новых скважин в эксплуатацию дополнительно добыто 12,6 тыс.т нефти, за счет чего удалось стабилизировать и даже несколько снизить текущую обводненность до 91,2 % (рисунок 3.2.5).

Месторождение Асанкеткен находится в процессе перехода с III-й на IV-ю стадию разработки, которая будет характеризоваться падением добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции.

Карты разработки представлены на графическом приложении 7.



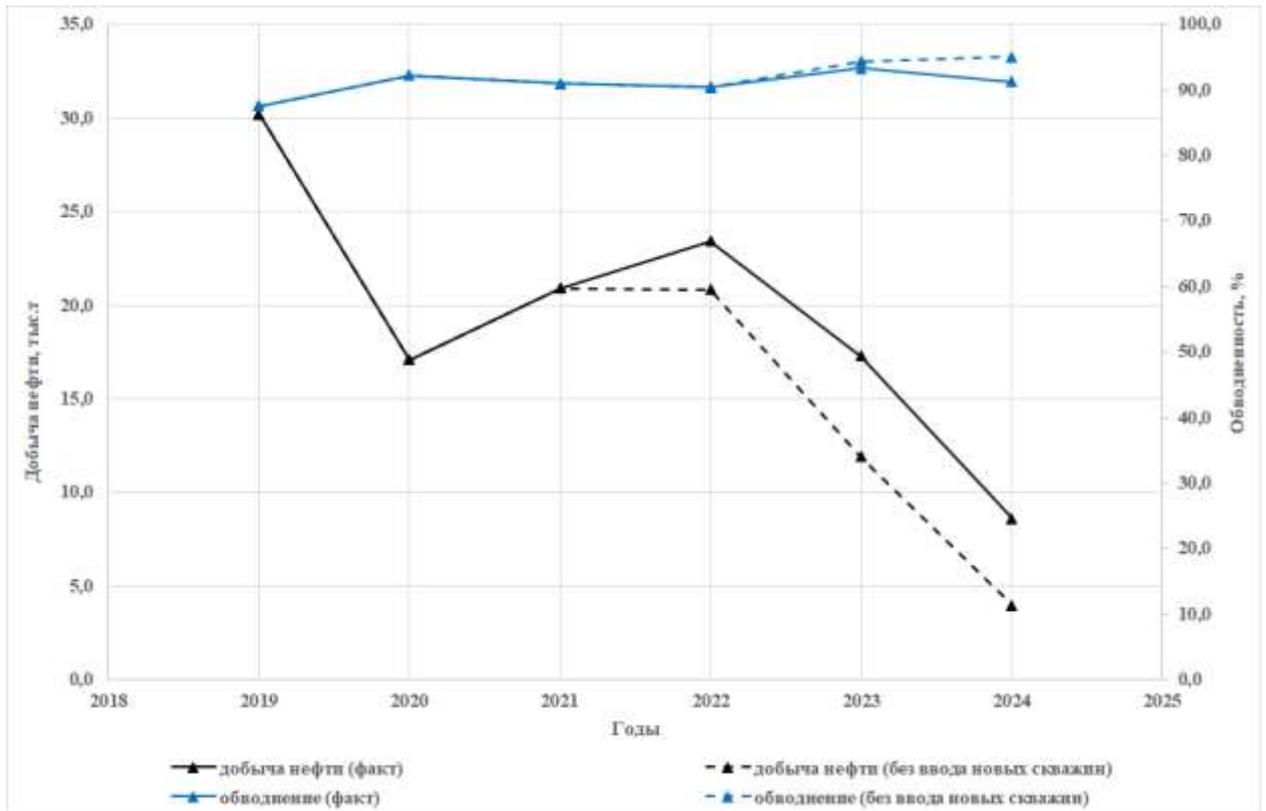


Рисунок 3.2.5-Сопоставление фактических уровней годовых отборов нефти и текущей обводненности добываемой продукции с показателями без учета ввода новых скважин в эксплуатацию



Таблица 3.2.6-Основные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен

№№ п/п	Показатели	Годы					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024*
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	30,2	17,1	20,9	23,4	17,3	8,6
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	30,2	17,1	20,9	20,8	12,8	-
1.2	из новых скважин	-	-	-	2,6	4,5	-
1.3	мех. способом	30,2	17,1	20,9	23,4	17,3	8,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	236,0	253,1	274,0	297,4	314,7	323,3
2.1	в т.ч.: мех. способом	236,0	253,1	274,0	297,4	314,7	323,3
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т	241,5	219,3	231,0	246,6	257,6	98,5
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1 357,0	1 576,3	1 807,3	2 053,9	2 311,5	2 410,0
5	Обводненность продукции, % по весу	87,5	92,2	90,9	90,5	93,3	91,2
5.1	в т.ч.: переходящих скважин	87,5	92,2	90,9	90,4	94,7	91,2
5.2	новых скважин	-	-	-	91,3	76,1	-
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	2,9	1,7	2,0	2,3	1,7	0,8
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	6,9	3,9	4,8	5,4	4,0	2,0
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	13,2	8,6	11,5	14,5	12,5	7,1
9	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,784	0,424	0,474	0,504	0,405	0,192
10	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	6,227	6,651	7,126	7,629	8,034	8,227
11	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	212,0	202,4	209,8	222,9	238,1	90,1
12	Накопленная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	1 061,1	1 263,5	1 473,3	1 696,2	1 934,4	2 024,5
13	Компенсация отборов текущая, %	96	103	101	100	103	102
14	Компенсация отборов накопленная, %	84	86	88	89	91	91
15	Эксплуатационное бурение, тыс.м	-	-	-	1,476	2,877	-
16	Ввод добывающих скважин, шт.	-	-	-	1	2	-
16.1	в т.ч.: из бурения	-	-	-	1	2	-
16.2	из другого объекта	-	-	-	-	-	-
16.3	из консервации	-	-	-	-	-	-
17	Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
17.1	в т.ч.: под закачку воды	-	-	-	-	-	-
18	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	4	6	6
18.1	в т.ч.: действующих	3	3	3	4	5	6
18.2	нагнетательных в отработке	-	-	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	-	-	-	-	-	-
19.1	в т.ч.: из бурения	-	-	-	-	-	-
19.2	переводом	-	-	-	-	-	-
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2
21.1	в т.ч.: действующих	2	2	2	2	2	2
22	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	27,9	16,0	19,5	19,2	13,1	13,0
23	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	223,0	205,3	215,5	202,3	194,7	148,8
24	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	-	-	-	11,9	34,8	-
25	Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут	302,4	276,4	287,4	305,4	326,2	247,6
26	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	0,83	1,00
27	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,99	0,97	0,98	0,85	0,81	0,61
28	Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
29	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	Текущий КИН, д.ед.	0,229	0,246	0,266	0,289	0,306	0,314
31	Средний газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	26,0	24,8	22,7	21,5	23,4	22,3
32	Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти, %	54,2	58,1	62,9	68,3	72,3	74,3

Примечание: \* - показатели за I-е полугодие 2024 г.



### **3.2.3. Анализ выработки запасов нефти из пластов**

По состоянию изученности на 01.07.2024 г. степень выработанности от начальных извлекаемых запасов нефти составила 74,3 %, при этом текущая обводненность достигла 91,2 %. Текущая нефтеотдача достигла 31,4 %, при утвержденной – 42,3 %.

В рамках отчета ТЭО КИН к пересчету запасов УВС (15), выполнено распределение добычи между горизонтами Ю-IV «Б» и Ю-V эксплуатационного объекта в скважине АСК-Ю1, которая, как известно, эксплуатировалась некоторое время на вышеотмеченные горизонты. Так, общая накопленная добыча нефти по состоянию изученности на 01.07.2024 г. из скважины АСК-Ю1 составляет 97,8 тыс.т, из которых на долю Ю-V горизонта приходится 89,0 тыс.т (или 91,0 %), при этом: выработка от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти в целом по Ю-IV «Б» и Ю-V горизонтам разные и составили 50,3 % и 75,3 % соответственно, практически при одинаковой текущей обводненности добываемой продукции 91,3-93,8 %. Результаты показателей разработки позволяют сделать вывод о том, что по Ю-IV «Б» горизонту выработка запасов нефти происходит неравномерно, а по горизонту Ю-V – более равномерное вытеснение (рисунок 3.2.6).

В разделе рассмотрены несколько характеристик вытеснения для определения вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти, которые возможно достичь при сложившейся системе разработки месторождения. Как известно, основная часть характеристик вытеснения, которых сегодня насчитывается более 70-ти методов, основана на наличии связи между добычей нефти (накопленная добыча нефти, нефтеотдача, степень выработки извлекаемых запасов нефти и т.д.) и обводненности (накопленная добыча воды и/или жидкости и др.) добываемой продукции, а также наличии хорошей истории разработки.

На рисунках 3.2.7-3.2.13 представлены в качестве примера характеристики вытеснения по различным методикам и скважинам месторождения Асанкеткен. Определенные по результатам характеристик вытеснения вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению Асанкеткен составили в среднем 460,6 тыс.т (таблица 3.2.8), при отборе которых нефтеотдача от утвержденных геологических запасов нефти составит 44,8 %, при утвержденной – 42,3 %.

За счет ввода новых скважин АСК-3, АСК-5 и АСК-6 в эксплуатацию, дополнительно вовлечено в активную разработку 104,6 тыс.т нефти, определенная на основании характеристики вытеснения (рисунок 3.2.14).



Таблица 3.2.7-Состояние выработанности продуктивных горизонтов месторождения Асанкеткен по состоянию изученности на 01.07.2024 г.

Горизонт	Пачка	Блок	Начальные запасы нефти, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Отбор от НИЗ, %	Текущий КИН, д.ед.	Текущая обводненность, %
			геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые			
Ю-IV	Б	Шб	41	17,5	8,8	32,2	8,7	50,3	0,215	93,8
Ю-V	-	Ша+б	935	399,2	295,8	639,2	103,4	74,1	0,316	91,3
		IV	53	18,7	18,7	34,3	0,0	100,0	0,353	-
<b>По горизонту Ю-V:</b>			<b>988</b>	<b>417,9</b>	<b>314,5</b>	<b>673,5</b>	<b>103,4</b>	<b>75,3</b>	<b>0,318</b>	<b>91,3</b>
<b>По месторождению:</b>			<b>1029</b>	<b>435,4</b>	<b>323,3</b>	<b>705,7</b>	<b>112,1</b>	<b>74,3</b>	<b>0,314</b>	<b>91,2</b>

Таблица 3.2.8-Вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти месторождения Асанкеткен, определенные на основании нескольких характеристик вытеснения по состоянию изученности на 01.07.2024 г.

Скважина	Горизонт	Пачка	Блок	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Вовлеченные в активную эксплуатацию извлекаемые запасы нефти по различным характеристикам вытеснения, тыс.т				
					Камбаров	Назаров-Сипачев	Пирвердян	Сазонов	Среднее
АСК-Ю1	Ю-IV	Б	Шб	8,8	12,8*	19,8	17,7	20,2	19,3
АСК-1	Ю-IV	-	Ша+б	122,2	155,9	163,9	192,3*	156,0	158,6
АСК-2				29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
АСК-3				3,0	4,5	9,3	6,9	5,7	6,6
АСК-4				42,6	57,2	70,4	76,0	57,3	65,2
АСК-5				3,4	4,3	5,3	5,8	4,6	5,0
АСК-6				6,2	9,9	11,1	14,5	10,2	11,4
АСК-Ю1				89,0	135,4	169,5	185,2*	134,2	146,4
АСК-Ю2			18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	
<b>В целом по объекту и месторождению:</b>				<b>323,3</b>	<b>428,1</b>	<b>497,6</b>	<b>546,6</b>	<b>436,2</b>	<b>460,6</b>

Примечание: \* - не учтены при осреднениях, ввиду резких отличий



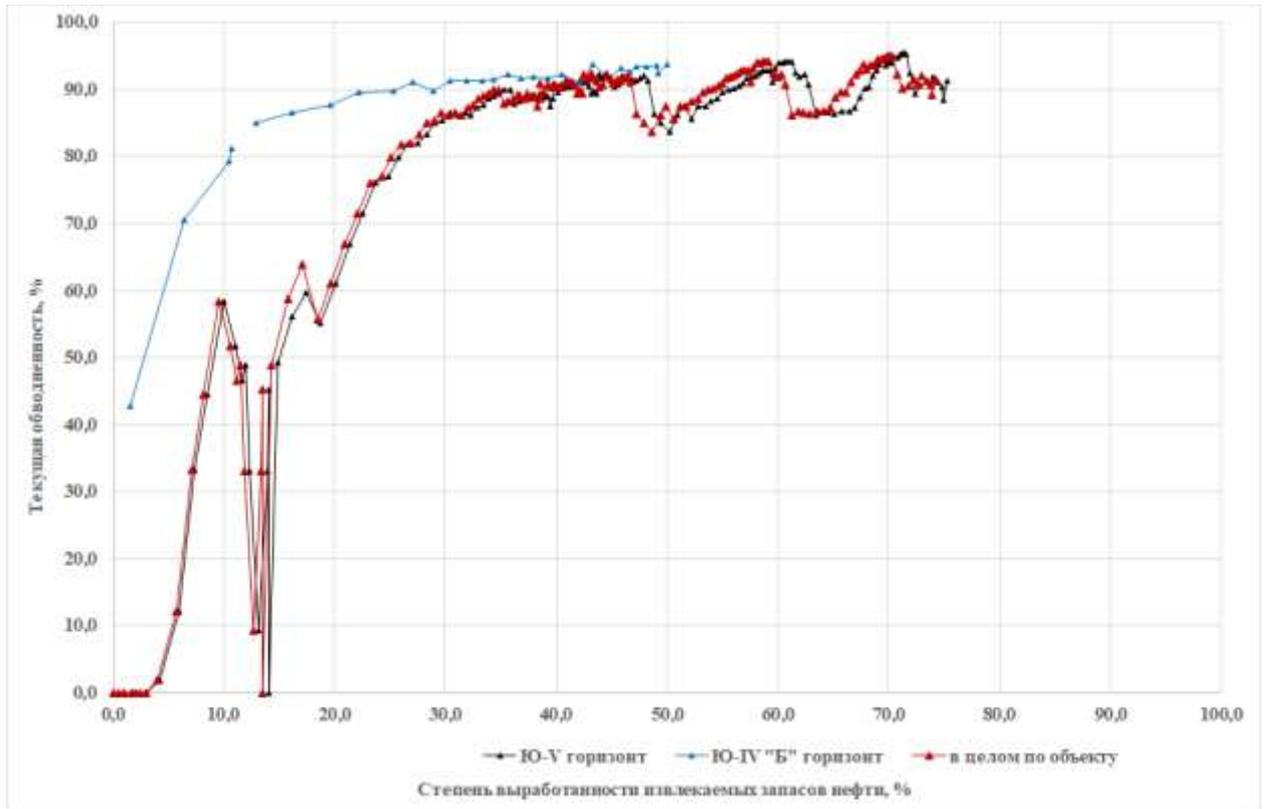


Рисунок 3.2.6-Зависимость текущей обводненности добываемой продукции от степени выработанности утвержденных извлекаемых запасов нефти по Ю-IV «Б» и Ю-V по продуктивным горизонтам, а также в целом по месторождению Асанкеткен

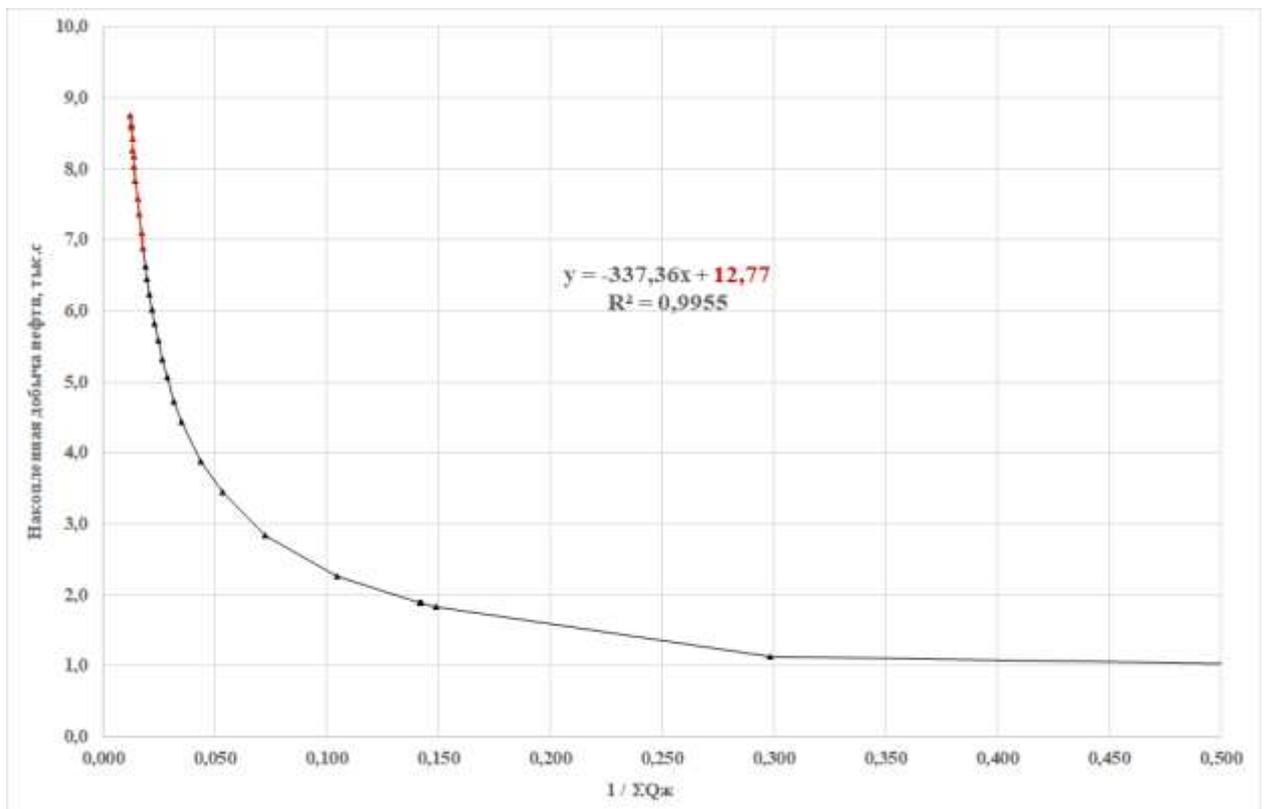


Рисунок 3.2.7-Характеристика вытеснения по Камбарову. Скважина АСК-Ю1. Горизонт Ю-IV «Б»



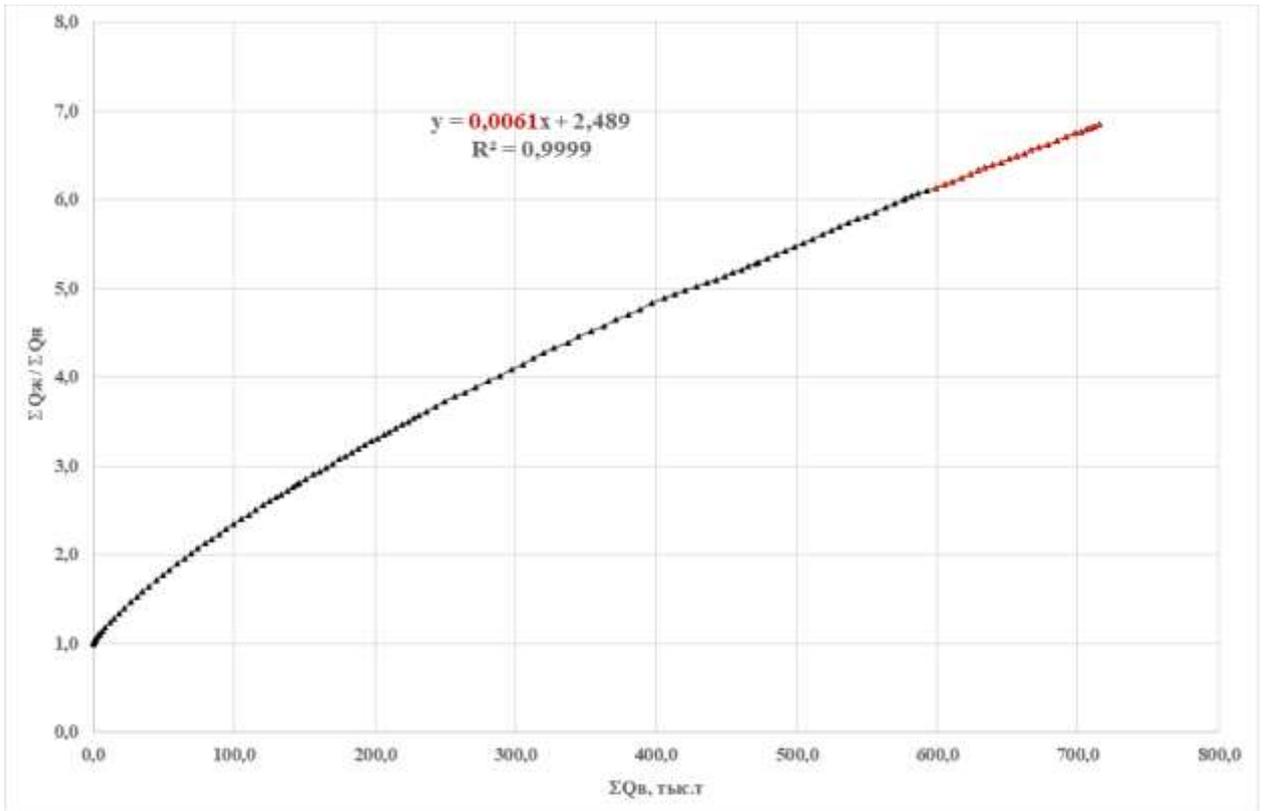


Рисунок 3.2.8-Характеристика вытеснения по Назарову-Сипачеву. Скважина АСК-1. Горизонт Ю-V

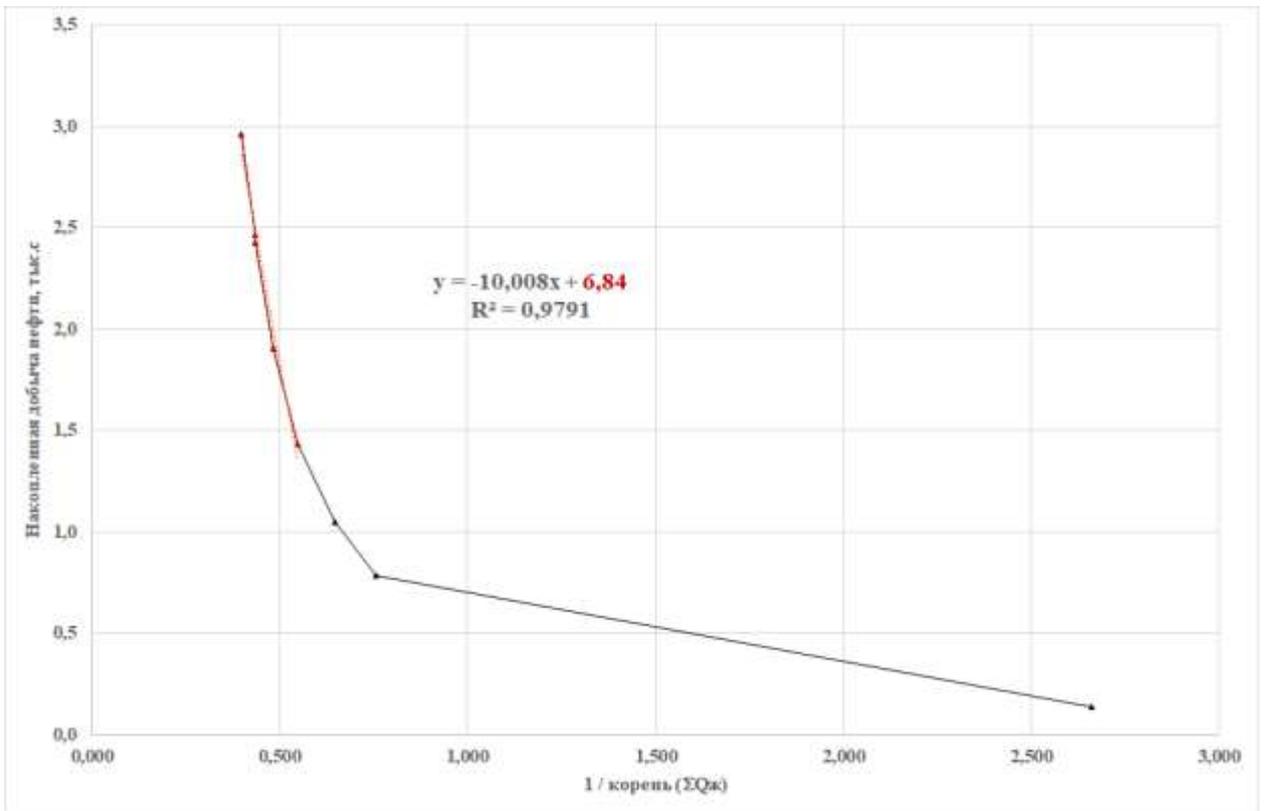


Рисунок 3.2.9-Характеристика вытеснения по Пирвердян. Скважина АСК-3. Горизонт Ю-V



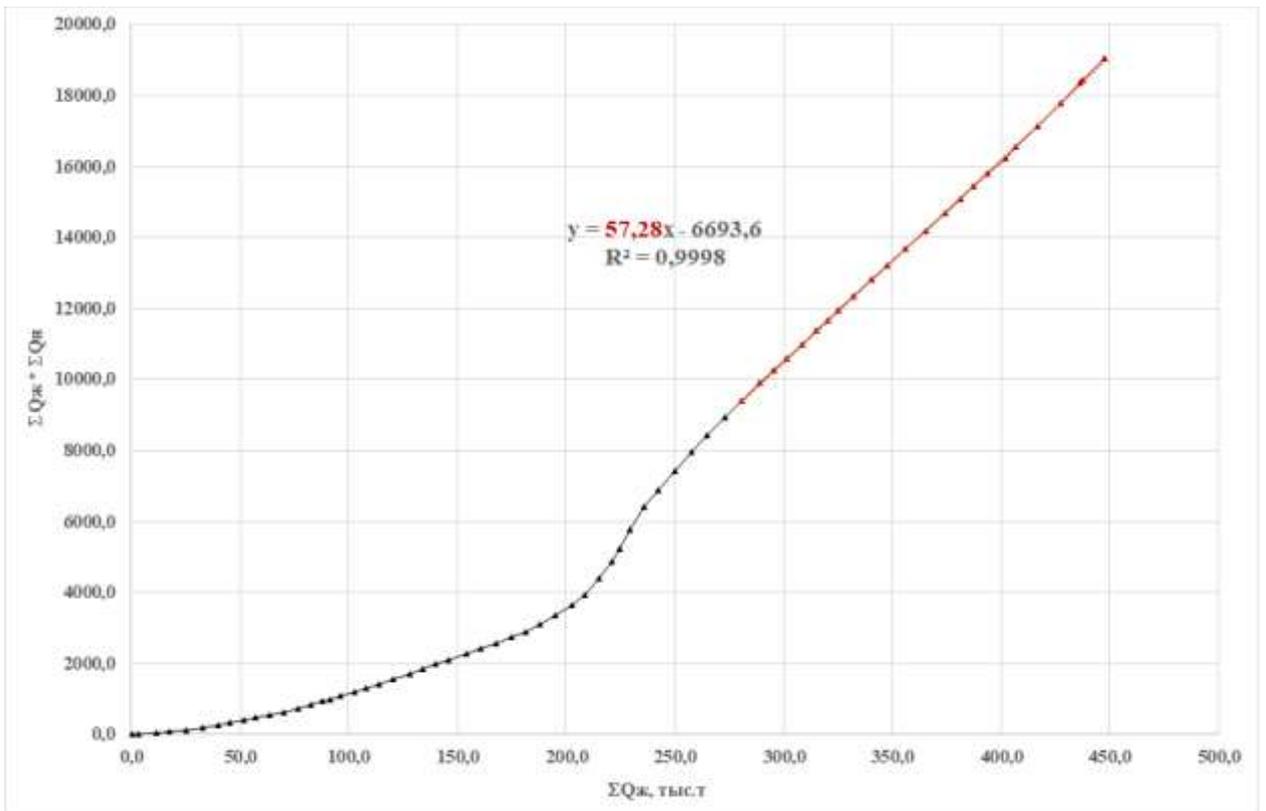


Рисунок 3.2.10-Характеристика вытеснения по Сазонову. Скважина АСК-4. Горизонт Ю-V

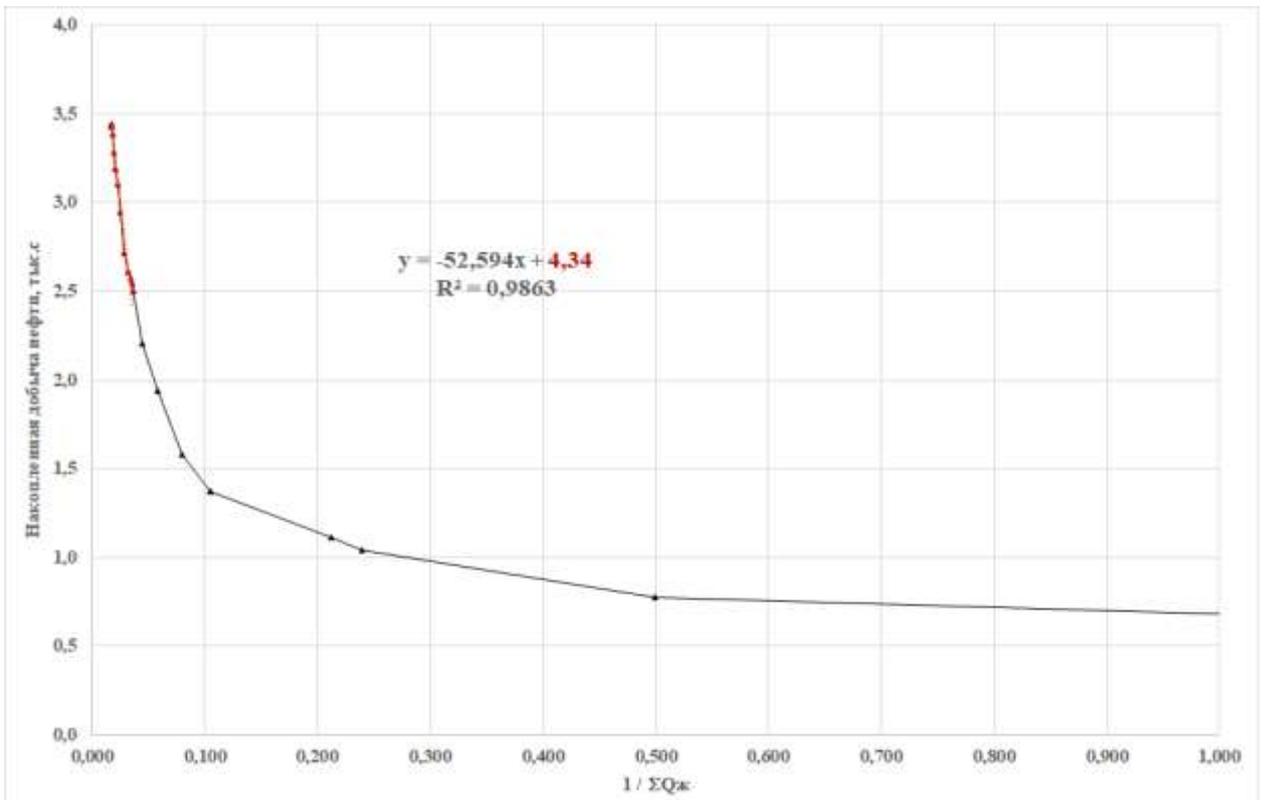


Рисунок 3.2.11-Характеристика вытеснения по Камбарову. Скважина АСК-5. Горизонт Ю-V



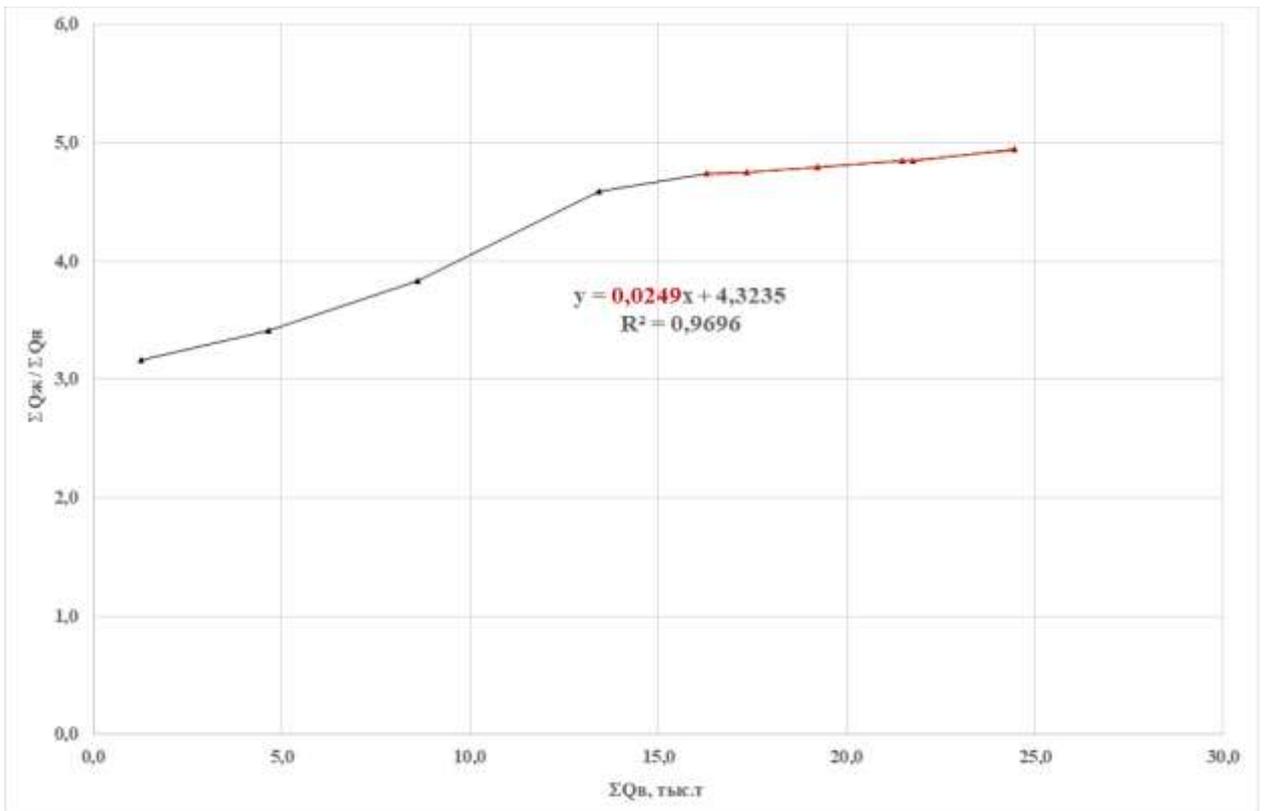


Рисунок 3.2.12-Характеристика вытеснения по Назарову-Сипачеву. Скважина АСК-6. Горизонт Ю-V

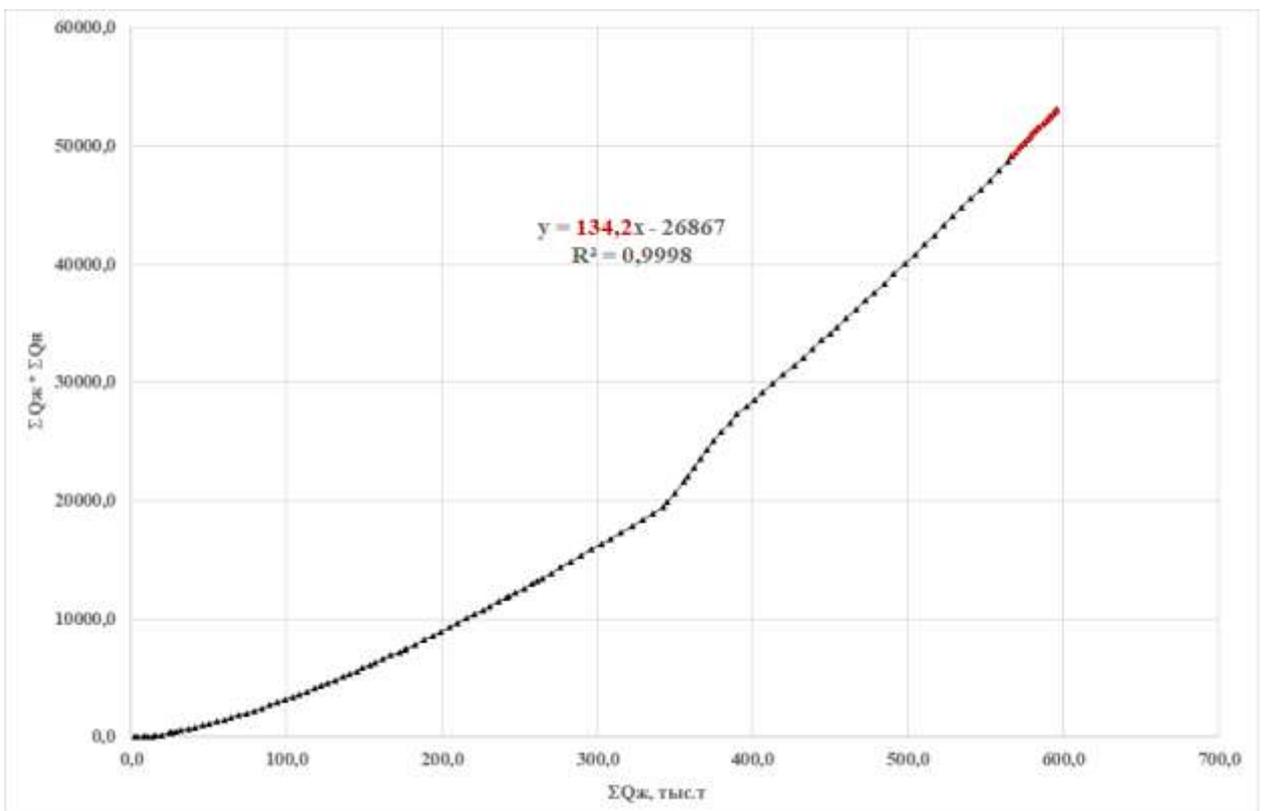


Рисунок 3.2.13-Характеристика вытеснения по Сазонову. Скважина АСК-Ю1. Горизонт Ю-V



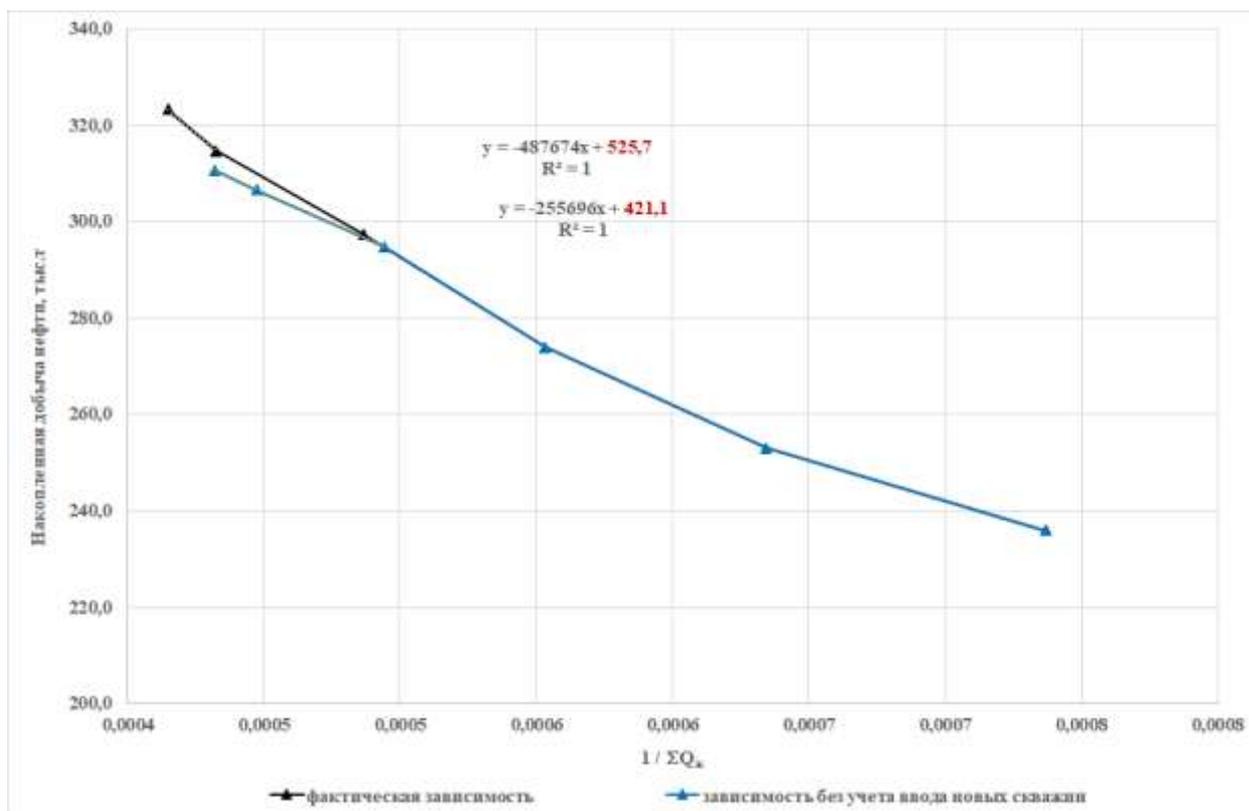


Рисунок 3.2.14-Определение дополнительных вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти за счет ввода в эксплуатацию из бурения новых скважин

### 3.2.4. Характеристика энергетического состояния

В настоящее время весь добывающий фонд скважин механизирован, ввиду чего контроль за энергетическим состоянием пластов и скважин производится недропользователем путем замеров статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве, затем по столбу жидкости пересчитываются пластовые и забойные давления соответственно.

Замеры статических и динамических уровней в скважинах производятся на ежемесячной основе.

Как известно, в 2023 и 2024 гг. проведены гидродинамические исследования по регистрации кривой восстановления давления соответственно в скважинах АСК-6 и АСК-3.

Как показывает анализ, средние текущие пластовые и забойные давления в динамике за рассматриваемый период времени остаются стабильными на уровнях 11,9 МПа и 7,9 МПа соответственно и остаются выше давления насыщения нефти газом.

На основании расчетных (по статическим уровням) и замеренных манометром пластовых давлений, приведенных к плоскости водонефтяного контакта Ю-V горизонта,



построена карта изобар (графическое приложение 8), по которому определено средневзвешенное пластовое давление 14,1 МПа.

**Таблица 3.2.9-Динамика изменения средних пластовых и забойных давлений эксплуатационного объекта месторождения Асанкеткен**

Начальное пластовое давление, МПа	Давление насыщения нефти газом, МПа	Средние расчетные давления на конец года, МПа											
		2019		2020		2021		2022		2023		2024	
		$P_{пл}$	$P_3$	$P_{пл}$	$P_3$	$P_{пл}$	$P_3$	$P_{пл}$	$P_3$	$P_{пл}$	$P_3$	$P_{пл}$	$P_3$
13,7-14,3	3,7-5,4	11,8	7,9	11,8	8,0	11,8	8,0	11,9	8,0	11,9	7,8	11,9	7,8

### 3.2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

После утверждения основного проектного документа на промышленную разработку месторождения Асанкеткен (11) составлен и согласован в ЦКРР МЭ Республики Казахстан отчет по анализу разработки (13), с уточненными проектными показателями разработки на 2023-2024 гг.

В рамках анализа разработки (13) был предусмотрен один вариант, с продолжением реализации проектных решений основного проектного документа (11):

- перенос бурения проектной наклонно-направленной скважины АСК-3 на 2023 г., с корректировкой местоположения забоя – вскрытие горизонта Ю-V по линии забоев скважин АСК-2 и АСК-Ю2 (в рамках действующего проектного документа предусматривалось вскрытие горизонта Ю-V в скважине АСК-3 на линии внешнего контура нефтеносности);

- изменение категории скважины АСК-3 с нагнетательной в добывающую;

- ввод скважины АСК-3 в эксплуатацию планировался в мае 2023 г., с начальным дебитом 10,8 т/сут и обводненностью 85,4 %;

- ввод из бурения проектной резервной наклонно-направленной скважины АСК-6 в 2023 г., которая была предусмотрена в рамках действующего проектного документа (13), без указания номера. Проектный забой скважины расположен на запад от забоя скважины АСК-4.

В таблице 3.2.10 представлено сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению Асанкеткен, при этом: проектные показатели за 2019-2022 гг. приведены по основному проектному документу (11), а за 2023-2024 гг. – по анализу разработки (13).

Как видно из представленной таблицы, в период 2019-2022 гг. основной показатель – уровни добычи нефти, не достигали проектных. Годовые уровни добычи жидкости и закачки воды были меньше проектных в среднем 1,8 раза и 1,6 раза соответственно. Фонд скважин как добывающих, так и нагнетательных оставался меньше проектных на 1 ед.



Среднегодовые дебиты по нефти и жидкости, а также среднегодовая приемистость скважин были значительно меньше проектных показателей. При проектном газовом факторе на уровне 30,1 м<sup>3</sup>/т фактические оставались стабильными и изменялись не значительно в пределах 21,5-26,0 м<sup>3</sup>/т.

По проектным показателям накопленная добыча нефти к концу 2022 г. должна была составить 355,6 тыс.т, а фактически составила 297,4 тыс.т, что на 58,2 тыс.т (или - 16,4 %) меньше проектной. При проектной нефтеотдаче 0,337 д.ед. и обводненности добываемой продукции 92,0 %, фактические составили соответственно 0,282 д.ед. и 90,5 %.

В 2023 г. были введены в эксплуатацию две новые скважины, за счет которых дополнительно было добыто 4,5 тыс.т нефти, однако фактическая добыча нефти в целом по месторождению составила 17,3 тыс.т, что меньше проектного уровня на 4,4 тыс.т (или - 20,3 %). Фактическая добыча жидкости в рассматриваемый год меньше проектной на 38,2 тыс.м<sup>3</sup> (или -12,9 %), при этом обводненность на уровне проектной. Закачка воды в продуктивные пласты на уровне проектной. Действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин на уровне проектных. Среднегодовые дебит скважин по нефти и приемистости в рассматриваемый год остаются на уровне проектных значений.

В 2024 г. ожидаемый уровень добычи нефти практически на уровне проектного значения, а отклонение составляет +0,7 тыс.т или (+3,6 %). Фонд добывающих скважин к концу года ожидается на уровне 6 ед. против 5 ед. – по проектному документу (13), а нагнетательных – останется на уровне проектного. Среднегодовые дебит скважин по нефти и приемистости также прогнозируются на уровне проектных значений.

Таким образом, к концу года накопленная добыча нефти ожидается в количестве 334,8 тыс.т, что будет меньше проектного всего на 5,5 тыс.т (или -1,6 %), что в пределах допустимых отклонений. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов достигнет к концу года 76,9 % при ожидаемой обводненности добываемой продукции 92,0 %, что практически на уровне проектных значений – 78,2 % и 93,0 % соответственно.

Как показывает выполненный анализ сопоставления показателей разработки, все проектные скважины, включая и резервную АСК-6, предусмотренные проектными документами (11, 13), пробурены и введены в эксплуатацию. Вместе с тем, на скважину АСК-3 были возложены задачи доразведки залежи Ю-III «Б» горизонта, которые также выполнены: наличие (или распространение) залежи в восточной части не подтвердилось, в скважине АСК-3 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются лишь водонасыщенные пласты-коллектора.



Таблица 3.2.10-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению Асанкеткен

№№ п/п	Показатели	Годы											
		2019*		2020*		2021*		2022*		2023**		2024**	
		проект	факт	проект	ожд.								
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	37,5	30,2	39,0	17,1	36,3	20,9	37,1	23,4	21,7	17,3	19,5	20,2
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	33,0	30,2	39,0	17,1	36,3	20,9	37,1	20,8	18,9	12,8	19,5	20,2
1.2	из новых скважин	4,4	-	-	-	-	-	-	2,6	2,8	4,5	-	-
1.3	мех. способом	37,5	30,2	39,0	17,1	36,3	20,9	37,1	23,4	21,7	17,3	19,5	20,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	243,3	236,0	282,3	253,1	318,5	274,0	355,6	297,4	320,8	314,7	340,3	334,8
2.1	в т.ч.: мех. способом	243,3	236,0	282,3	253,1	318,5	274,0	355,6	297,4	320,8	314,7	340,3	334,8
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т	323,5	241,5	455,5	219,3	470,5	231,0	461,8	246,6	295,8	257,6	278,1	252,5
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1 591,5	1 357,0	2 047,1	1 576,3	2 517,5	1 807,3	2 979,4	2 053,9	2 623,3	2 311,5	2 901,3	2 564,0
5	Обводненность продукции, % по весу	88,4	87,5	91,4	92,2	92,3	90,9	92,0	90,5	92,7	93,3	93,0	92,0
5.1	в т.ч.: переходящих скважин	89,5	87,5	91,4	92,2	92,3	90,9	92,0	90,4	92,7	94,7	93,0	92,0
5.2	новых скважин	85,8	-	-	-	-	-	-	91,3	85,4	76,1	-	-
6	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	3,6	2,9	3,8	1,7	3,5	2,0	3,6	2,3	2,1	1,7	1,9	2,0
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	8,6	6,9	9,0	3,9	8,3	4,8	8,5	5,4	5,0	4,0	4,5	4,6
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	89,6	13,2	20,3	8,6	23,7	11,5	31,7	14,5	27,2	12,5	17,0	16,7
9	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	1,127	0,784	1,173	0,424	1,090	0,474	1,115	0,504	0,543	0,405	0,488	0,522
10	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	6,570	6,227	7,743	6,651	8,833	7,126	9,949	7,629	8,217	8,034	8,704	8,557
11	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	244,5	212,0	356,0	202,4	371,1	209,8	363,0	222,9	238,3	238,1	224,9	232,4
12	Накопленная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	1 093,6	1 061,1	1 449,6	1 263,5	1 820,7	1 473,3	2 183,7	1 696,2	1 938,2	1 934,4	2 163,0	2 166,7
13	Компенсация отборов текущая, %	78	96	81	103	82	101	82	100	80	103	80	102
14	Компенсация отборов накопленная, %	75	84	78	86	80	88	81	89	73	91	73	92
15	Эксплуатационное бурение, тыс.м	1,500	-	-	-	-	-	1,500	1,476	1,410	2,877	-	-
16	Ввод добывающих скважин, шт.	1	-	-	-	-	-	-	1	1	2	-	-
16.1	в т.ч.: из бурения	1	-	-	-	-	-	-	1	1	2	-	-
16.2	из другого объекта	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16.3	из консервации	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17.1	в т.ч.: под закачку воды	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	3	4	3	4	3	4	4	5	6	5	6
18.1	в т.ч.: действующих	4	3	4	3	4	3	4	4	5	5	5	6
18.2	нагнетательных в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
19.1	в т.ч.: из бурения	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
19.2	переводом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	2	3	2	3	2	3	2	2	2	2	2
21.1	в т.ч.: действующих	3	2	3	2	3	2	3	2	2	2	2	2
22	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	31,4	27,9	27,3	16,0	25,3	19,5	25,9	19,2	12,9	13,1	10,9	11,9
23	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	271,0	223,0	318,4	205,3	328,8	215,5	322,8	202,3	175,3	194,7	155,1	149,1
24	Средний дебит новой скважины по нефти, т/сут	49,3	-	-	-	-	-	-	11,9	10,8	34,8	-	-
25	Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут	341,8	302,4	497,6	276,4	518,8	287,4	338,3	305,4	329,8	326,2	310,3	334,1
26	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,83	1,00	1,00
27	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,95	0,99	0,95	0,97	0,95	0,98	0,95	0,85	0,95	0,81	0,95	0,81
28	Коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
29	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, д.ед.	0,95	0,96	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	0,98
30	Текущий КИН, д.ед.	0,236	0,229	0,274	0,246	0,310	0,266	0,346	0,289	0,312	0,306	0,331	0,325
31	Средний газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	30,1	26,0	30,1	24,8	30,1	22,7	30,1	21,5	25,0	23,4	25,0	21,1
32	Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти, %	55,9	54,2	64,8	58,1	73,2	62,9	81,7	68,3	73,7	72,3	78,2	76,9

Примечание: \* - проектные показатели по Проекту разработки (11)

\*\* - проектные показатели по Анализу разработки (13)



### **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 расчетных геолого-физических моделей продуктивных горизонтов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по месторождению Асанкеткен на дату составления настоящего проектного документа.

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 ( $V_z^2$ ) и послойной ( $V_n^2$ ) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность ( $V_p^2$ ).

Коэффициенты зональной ( $V_z^2$ ) и послойной ( $V_n^2$ ) неоднородности определены по удельным коэффициентам продуктивности, полученные при гидродинамических исследованиях скважин и представлены в таблицах 3.3.1-3.3.2.

Прерывистость пластов-коллекторов характеризуют построенные геолого-статистические разрезы (ГСР). ГСР характеризует расчлененность по разрезу и распространение коллекторов по латерали. Для построения ГСР использовалась база данных по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (РИГИС). При построении ГСР, выбор общего количества слоев по вертикали каждого рассматриваемого продуктивного горизонта исходил из общей его толщины и минимальной общей толщины отдельно взятого пласта-коллектора.

Итак, каждый продуктивный горизонт был разбит по вертикали таким образом, чтобы каждый слой имел толщину не более 0,2 м. Результаты построения ГСР по



продуктивным горизонтам, составляющие эксплуатационный объект, представлены на рисунке 3.3.1.

Площадь продуктивной части каждой залежи занятая неколлектором определялась с использованием ГСР, путем осреднения величины доли неколлектора каждого обособленного слоя ( $W_i$ ) в пределах каждой рассматриваемой залежи.

Для определения параметра  $d$  – линейного размера зоны (шага хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов-коллекторов) требуется достаточно много пар значений (пар соседних скважин), расстояние между которыми различное. Исходя из небольшого количества скважин на месторождении Асанкеткен, параметр принят равным  $d = 0,35$  км. Отметим, что данный параметр по многим крупным месторождениям, где пробурено большое количество скважин, изменяется в пределах 0,35-0,40 км и несильно влияет на коэффициент охвата сеткой скважин.

Коэффициенты вытеснения нефти водой определены на основании специальных исследований керна, отобранных из скважин АСК-2 и АСК-3 (раздел 2.5). Так, коэффициенты вытеснения нефти водой изменяются в пределах 0,519-0,701 д.ед., составляя в среднем 0,605 д.ед.

**Таблица 3.3. 1-Расчет коэффициента зональной неоднородности**

Скважина	Горизонт	Средний удельный коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут}*\text{МПа}*\text{м})$	Зональная неоднородность ( $V^2_z$ ), д.ед.
АСК-Ю1	Ю-IV	4,0	0,730
АСК-1	Ю-V	7,7	
АСК-2	Ю-V	8,3	
АСК-Ю1	Ю-V	16,2	
АСК-Ю2	Ю-V	0,5	
АСК-4	Ю-V	19,7	
АСК-6	Ю-V	3,9	
АСК-3	Ю-V	0,9	

**Таблица 3.3. 2-Расчет коэффициента послойной неоднородности**

Скважина	Горизонт	Середина интервала перфорации, м	Удельный коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут}*\text{МПа}*\text{м})$	Послойная неоднородность ( $V^2_p$ ), д.ед.
АСК-Ю1	Ю-IV	1292,0	4,0	0,949
АСК-1	Ю-V	1271,8	6,6	
АСК-1	Ю-V	1284,0	8,8	
АСК-2	Ю-V	1297,5	10,7	
АСК-2	Ю-V	1297,5	5,8	
АСК-6	Ю-V	1313,5	3,9	
АСК-4	Ю-V	1321,0	19,7	
АСК-Ю2	Ю-V	1322,7	0,5	
АСК-Ю1	Ю-V	1354,5	32,8	
АСК-3	Ю-V	1370,0	0,9	
АСК-Ю1	Ю-V	1372,9	2,6	
АСК-Ю1	Ю-V	1386,0	13,1	



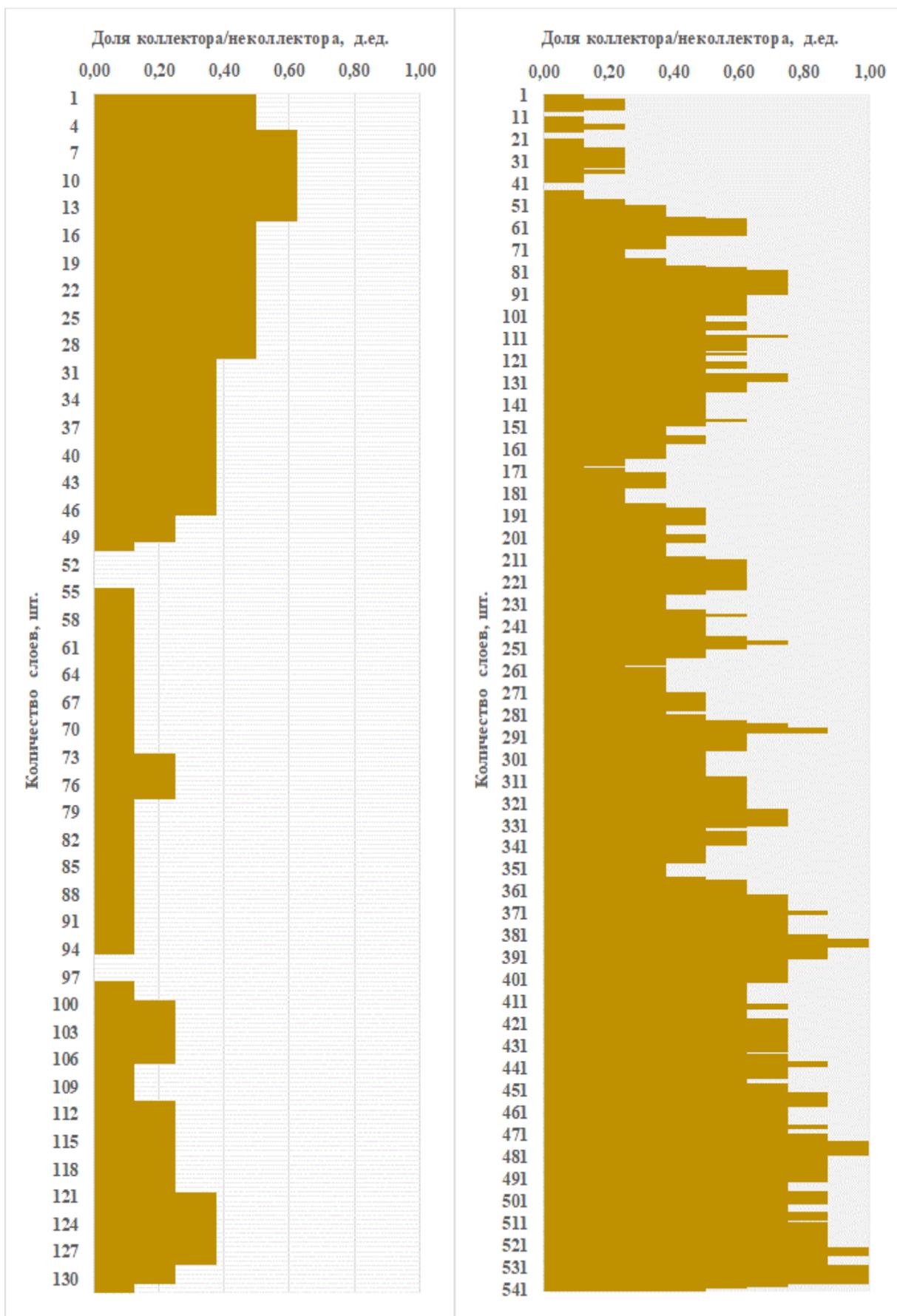


Рисунок 3.3. 1-Геолого-статистические разрезы (ГСР): слева – по продуктивному горизонту Ю-IV «Б»; справа – продуктивному горизонту Ю-V



### 3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

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

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

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

$q_0$  – амплитудный дебит объекта, тыс.т;

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

$Q_0$  – 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 использованы запасы, которые были приняты в рамках отчета по пересчету запасов (15) и утверждены ГКЗ Республики Казахстан. Фактические годовые и накопленные показатели добычи нефти, жидкости и газа, закачки воды, а также состояние фонда добывающих и нагнетательных скважин, использованные по эксплуатационному объекту для адаптации геолого-физических моделей представлены в таблице 3.2.6 вышеприведенного раздела.

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

### 3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Как известно, на месторождении Асанкеткен подтверждена продуктивность ранее установленных среднеюрских горизонтов – Ю-III «Б», Ю-IV «Б» и Ю-V.

Новые данные, полученные после предыдущего подсчета запасов (7), а в частности бурение скважины АСК-3 изменило представление о геометрии залежи Ю-III «Б» горизонта: по результатам интерпретации материалов ГИС скважины АСК-3 в пределах рассматриваемого горизонта выделены водонасыщенные пласты-коллектора, что привело к сокращению площади нефтеносности на 64 %. Ранее залежь была опробована в колонне



скважины АСК-Ю1, в результате чего был получен приток воды с «пленкой» нефти, а запасы УВС оценены по категории С<sub>2</sub>.

Как правило, в промышленную разработку могут быть введены залежи (или часть залежей), запасы УВС которых оценены по промышленной категории и таким требованиям соответствуют два продуктивных горизонта месторождения Асанкеткен – Ю-IV «Б» и Ю-V.

Напомним, в рамках первого проектного документа (8) на промышленную разработку месторождения Асанкеткен продуктивные горизонты Ю-IV «Б» и Ю-V были выделены в качестве самостоятельных эксплуатационных объектов, а в рамках действующего проектного документа (11) – объединены в единый эксплуатационный объект.

Как показывает проведенный анализ геолого-промысловых материалов, рассматриваемые продуктивные горизонты резко отличаются по: запасам нефти и газа, коллекторским свойствам, фильтрационно-емкостным и продуктивным характеристикам. Вышеотмеченные факторы привели, как правило, к неравномерной выработке запасов нефти: по Ю-IV «Б» горизонту степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составляет 50,3 % при текущей обводненности добываемой продукции 93,8 %, а по горизонту Ю-V – выработка составила 75,3 % при обводненности 91,3 %. Однако, необходимо отметить, что за все время разработки месторождения одновременно на оба горизонта эксплуатируется единственная скважина АСК-Ю1, при этом вскрытые скважиной эффективные нефтенасыщенные толщины горизонтов Ю-IV «Б» и Ю-V отличаются почти в 5 раз, а проницаемости, определенные по результатам интерпретации исследований методом кривой восстановления давления – в 6,5 раза.

Вместе с тем, эффективные нефтенасыщенные толщины залежи Ю-IV «Б» горизонта, вскрытые остальными скважинами, не превышают 2-3 м, а полученный в процессе опробования скважины АСК-5 дебит нефти характеризовался низкими значениями и высокой обводненностью по сравнению с результатами по скважине АСК-Ю1. Очевидно, что эксплуатация рассматриваемой залежи самостоятельной сеткой скважин представляется нерациональной, а выделение в качестве возвратного объекта приведет к затягиванию процесса разработки месторождения.

Как показывают характеристики эксплуатации скважины АСК-Ю1, а также определенные на основании характеристик вытеснения вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти по Ю-IV «Б» горизонту, при сложившейся системе разработки позволяют извлечь 17,5 тыс.т извлекаемых запасов нефти, при этом рентабельная нефтеотдача составит 42,7 %.



Учитывая неблагоприятные и положительные факторы по критериям выделения эксплуатационного объекта, а также принимая во внимание сложившуюся систему разработки, на месторождении Асанкеткен рекомендуется продолжить эксплуатацию залежей продуктивных горизонтов Ю-IV «Б» и Ю-V в качестве единого эксплуатационного объекта, как и было принято в рамках действующего проектного документа на промышленную разработку месторождения (11).

Таким образом, на месторождении Асанкеткен выделяется единственный эксплуатационный объект, в котором сосредоточены все запасы УВС промышленной категории месторождения:

- **I-й эксплуатационный объект** – залежи горизонтов Ю-IV «Б» и Ю-V.

В таблице 3.4.1 представлены исходные геолого-геофизические характеристики продуктивных горизонтов и в целом по эксплуатационному объекту.

**Таблица 3.4. 1-Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта**

№№ п/п	Параметры	Продуктивные горизонты		Объект I
		Ю-IV «Б»	Ю-V	
1	Средняя глубина залегания (вертикальная), м	1 237,7	1 296,8	<b>1 296,8</b>
2	Тип коллектора	Терригенные, поровые		
3	Площадь нефтеносности (категория C <sub>1</sub> ), тыс.м <sup>2</sup>	172	545	<b>545</b>
4	Средняя общая толщина, м	17,4	76,9	<b>47,2</b>
5	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,8	23,5	<b>13,2</b>
6	Пористость, д.ед.	0,25	0,26	<b>0,26</b>
7	Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,56	0,72	<b>0,64</b>
8	Проницаемость (по керну), 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	-	2 179	<b>2 179</b>
9	Проницаемость (по ГДИС), 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	483	2 305	<b>1 394</b>
10	Коэффициент песчаности, д.ед.	0,686	0,622	<b>0,654</b>
11	Коэффициент расчлененности, д.ед.	2,3	10,9	<b>6,6</b>
12	Пластовая температура, °С	42,9	44,3	<b>43,6</b>
13	Пластовое давление, МПа	13,7	14,2	<b>14,0</b>
14	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	14,1	6,8	<b>10,5</b>
15	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,834	0,811	<b>0,823</b>
16	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,051	1,076	<b>1,064</b>
17	Содержание серы в нефти, %	0,3	0,2	<b>0,3</b>
18	Содержание парафина в нефти, %	5,9	9,3	<b>7,6</b>
19	Давление насыщения нефти газом, МПа	3,72	5,43	<b>4,58</b>
20	Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	28,3	25,5	<b>25,9</b>
21	Вязкость воды в пластовых условиях, сСт	1,37	1,40	<b>1,39</b>
22	Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,151	1,206	<b>1,179</b>
23	Начальная продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	57,6	123,5	<b>90,6</b>
24	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	41	988	<b>1 029</b>
24.1	<i>в том числе: по категории C<sub>1</sub></i>	41	988	<b>1 029</b>
25	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	17,5	417,9	<b>435,4</b>
25.1	<i>в том числе: по категории C<sub>1</sub></i>	17,5	417,9	<b>435,4</b>
26	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,427	0,423	<b>0,423</b>
26.1	<i>в том числе: по категории C<sub>1</sub></i>	0,427	0,423	<b>0,423</b>



### **3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики**

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Асанкеткен, которые отличаются между собой реализацией геолого-технических мероприятий по дострелам интервалов и вводу скважин из бурения.

Согласно рекомендациям п.п. 135, 136 и 137 «Единые правила...» (17), в качестве базового варианта предусмотрено продолжение разработки выделенного эксплуатационного объекта по основному проектному документу (11). Второй вариант предусматривает оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки путем дострела перспективных интервалов в скважинах. Третий вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривает дополнительный ввод скважины из бурения.

Как показывают результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, а также результаты замеров статических и динамических уровней, наблюдается проявление упруговодонапорного режима работы залежей, за счет активности законтурной водоносной области. Так, текущее пластовое давление по эксплуатационному объекту и забойные давления в скважинах остаются стабильными на протяжении всего периода промышленной разработки и превышают давление насыщения нефти газом. Поэтому при дальнейшей разработке месторождения рекомендуется поддерживать текущие режимы работы скважин, не снижая забойные давления ниже давления насыщения нефти газом, при этом рекомендуется на скважинах подобрать оптимальные режимы, основываясь на результаты проводимых исследований методом установившихся отборов (уровней).

Режимы работы нагнетательных скважин рекомендуется поддерживать на уровне текущих: устьевые давления нагнетания 6,0-6,4 МПа. Весь объем добытой попутной воды после подготовки и доведения до требуемой кондиции обратно закачивается в продуктивные пласты Ю-V горизонта.

Дебиты скважин по нефти приняты на уровне текущих по переходящим скважинам и изменяются в пределах 1,0-21,5 т/сут. В варианте разработки 3 проектный начальный дебит новой добывающей скважины принят на уровне 10,0 т/сут.

Ниже приведено краткое описание рассмотренных вариантов разработки месторождения Асанкеткен.

**Вариант 1 (базовый).** В варианте предусмотрено продолжение разработки месторождения при сложившейся системе разработки, без дополнительного ввода



скважин из бурения, так как принятые решения действующего проектного документа (11) реализованы в полном объеме.

Фонд скважин составляет 8 ед., из которых: 6 ед. добывающие и 2 ед. – нагнетательные.

**Вариант 2 (рекомендуемый).** Вариант аналогичен предыдущему и дополнительно предусматривается произвести дострел перспективных интервалов в скважинах АСК-3 (в 2026 г.) и АСК-6 (в 2025 г.).

Фонд скважин составляет 8 ед., из которых: 6 ед. добывающие и 2 ед. – нагнетательные.

**Вариант 3 (альтернативный).** В варианте предусмотрены дострелы перспективных интервалов в скважинах АСК-3 (в 2026 г.) и АСК-6 (в 2025 г.), а также ввод добывающей скважины из бурения в 2025 г.

Фонд скважин составляет 9 ед., из которых: 7 ед. добывающие и 2 ед. – нагнетательные.

На графическом приложении 9 представлены схемы размещения пробуренных и проектных скважин по эксплуатационному объекту месторождения Асанкеткен.

В таблице 3.4.2 представлены основные характеристики рассмотренных вариантов разработки.

**Таблица 3.4. 2-Основные характеристики вариантов разработки месторождения Асанкеткен**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим эксплуатации	Упруговодонапорный		
Система размещения скважин	Равномерная, рядная		
Система заводнения	Внутриконтурная		
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	-	1
Общее проектное количество скважин:	8	8	9
- добывающих	6	6	7
- нагнетательных	2	2	2
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин, д.ед.	3,0	3,0	3,5
Плотность сетки скважин, га/скв	6,8	6,8	6,1
Коэффициент сетки скважин, д.ед.	0,936	0,936	0,943
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,605	0,605	0,605
Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	0,566	0,566	0,571
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	-	-	-
Режим работы скважин:			
- добывающих	$P_z = P_{нас}$		
- нагнетательных	$P_v = 6,0-6,4 \text{ МПа}$		
Коэффициент экспл. добывающих и нагнетательных скважин, д.ед.	0,95		
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	102-110	102-111	102-109
Максимальный газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	27,0	27,0	27,0
Максимальное отношение пластового к давлению насыщения, д.ед.	2,20-3,22		
Максимальное отношение пластового к забойному давлению, д.ед.	1,48-1,53		
Максимальное отношение забойного к давлению насыщения, д.ед.	1,44-2,11		



### **3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты**

В качестве рабочего агента для поддержания пластового давления эксплуатационного объекта во всех рассмотренных вариантах разработки предусматривается закачка попутно добываемой воды.

Закачка других агентов (газа, пара, полимерных растворов и т.д.), в рамках настоящего дополнения к проектному документу, не рассматриваются.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

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

- Водородный показатель (рН) 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 двуокси 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 °С и в пробе после прокаливании при 600 °С должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатовосстанавливающих 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. (19) и выполнены с применением 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:

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

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

$\tau$  – 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;

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

$\xi_1, \xi_2$  – 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:

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

где

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

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

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fи} = Q_{и} * \frac{F}{K_3}$$

где

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

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) * \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t * \rho_* + (q_F^t - q^t) * \mu_0] * (1 + \varepsilon_3)$$

где

$\rho_*$  – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

$\varepsilon_3$  – теряемая доля закачиваемого агента.

### **3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин**

Коэффициент охвата процессом вытеснения представляет собой отношение части эффективного объема эксплуатационного объекта (залежи), участвующий в дренировании под воздействием вытесняющего агента (воды), к общему эффективному объему эксплуатационного объекта (залежи):

$$K_{охв} = V_{др} / V_{общ}$$

где:

$V_{др}$ –эффективный объем эксплуатационного объекта (залежи), участвующий в дренировании под воздействием вытесняющего агента (воды), тыс.м<sup>3</sup>;

$V_{общ}$ –общий эффективный объем эксплуатационного объекта (залежи), тыс.м<sup>3</sup>.



В настоящее время существуют множество статистических вариантов определения коэффициента охвата процессом вытеснения: по неоднородностям, фильтрационно-емкостным характеристикам пластов-коллекторов (залежей), по площадям и т.д. Однако, суть этого коэффициента, в классическом понимании, можно представить в виде следующего уравнения:

$$K_{\text{охв}} = K_{\text{ин}} / K_{\text{выт}}$$

где:

$K_{\text{ин}}$  – коэффициент извлечения нефти, д.ед.;

$K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед..

В таблице 3.4.3 представлены коэффициенты охвата процессом вытеснения эксплуатационного объекта, рассчитанные по рассмотренным вариантам разработки месторождения Асанкеткен. Как видно из таблицы, коэффициент охвата процессом вытеснения, при среднем коэффициент вытеснения 0,605 д.ед., определенный по специальным исследованиям керна, по вариантам разработки изменяются от 0,683 д.ед. до 0,699 д.ед. и максимальное значение, как и коэффициент извлечения нефти, достигается по рекомендуемому варианту разработки 2.

**Таблица 3.4. 3-Основные характеристики вариантов разработки месторождения Асанкеткен**

Эксплуатационный объект	Варианты разработки								
	1			2			3		
	$K_{\text{ин}}$ , д.ед.	$K_{\text{выт}}$ , д.ед.	$K_{\text{охв}}$ , д.ед.	$K_{\text{ин}}$ , д.ед.	$K_{\text{выт}}$ , д.ед.	$K_{\text{охв}}$ , д.ед.	$K_{\text{ин}}$ , д.ед.	$K_{\text{выт}}$ , д.ед.	$K_{\text{охв}}$ , д.ед.
I	0,413	0,605	0,683	0,423	0,605	0,699	0,417	0,605	0,689
<b>Месторождение:</b>	<b>0,413</b>	<b>0,605</b>	<b>0,683</b>	<b>0,423</b>	<b>0,605</b>	<b>0,699</b>	<b>0,417</b>	<b>0,605</b>	<b>0,689</b>

Количество резервных скважин должно исходить из следующего условия: 10 % от проектного фонда для бурения. С учетом текущей изученности месторождения, соотношения запасов нефти категорий  $C_1$  и  $C_2$ , а также степени выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящего дополнения к проектному документу, резервные скважины не предусматриваются.

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

Настоящая глава освещает обоснование исходных параметров и допущений, определяющих доходную и расходную части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного периода разработки месторождения Асанкеткен и оценки экономических выгод Недропользователя и Республики Казахстан.



Расчет стоимости капитальных вложений производился с использованием укрупненных показателей стоимости, сметных расчетов и цен.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки газа, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1);
- нормативы для расчета платежей в бюджет и цены на реализацию продукции (таблица 3.5.2).

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. При расчете нормативов эксплуатационных затрат были применены исходные данные заказчика, а также приняты расчетные показатели методом аналогии по родственным предприятиям.

В расчете нормативов затрат на производство участвуют нормативы нескольких видов, в зависимости от рода расходов:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда;
- на 1-го работника промышленно-производственного персонала (ППП);
- на 1-го работника административно-управленческого персонала (АУП);
- на 1-го работника предприятия (ППП+АУП).

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой жидкости;
- на 1 тонну подготовленной продукции;
- на 1 м<sup>3</sup> закачки воды;
- на 1 тонну нефти;
- на 1 тонну добываемых углеводородов;
- на 1 тонну транспортируемой нефти.



Для определения нормативов расходов углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке использованы показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим на 01.01.2024 г.

При определении экономических показателей, связанных с реализацией проекта применены методы аналогии, т.е. предполагается, что полученные нормативы будут неизменны весь расчетный период.



Таблица 3.5. 1-Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№	Норматив	ЕИ	Значение
1	Первый год начала реализации проекта	год	2 024
2	МРП - месячный расчетный показатель	тенге	3 692,0
3	Курс 1\$ USA на дату проведения расчета - 20.09.2024г.	тенге/\$	470,0
4	Ставки дисконтирования	%	7,5%
		%	10%
		%	15%
5	Год начала инфляции		
-	<i>капитальных затрат</i>	<i>год</i>	<i>2 024</i>
-	<i>эксплуатационных затрат</i>	<i>год</i>	<i>2 024</i>
-	<i>доходов от реализации УВ</i>	<i>год</i>	<i>2 024</i>
6	Ежегодная процентная ставка инфляции		
-	<i>капитальных затрат</i>	%	2
-	<i>эксплуатационных затрат</i>	%	2
-	<i>доходов от реализации УВ</i>	%	2
7	Использование УВ на собственные нужды и технологические потери		
	<i>Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды</i>	%	<i>2,07</i>
	<i>Удельный вес потерь газа</i>	%	<i>0,68</i>
8	Фонд оплаты труда		
-	<i>Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП</i>	<i>тыс.\$</i>	<i>10,2</i>
-	<i>Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП</i>	<i>тыс.\$</i>	<i>22,3</i>
9	<b>Расходы, относимые на себестоимость продукции</b>		
	<b>Затраты и услуги производственного характера на промысле</b>		
-	<i>Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера</i>	<i>тыс.\$/скв</i>	<i>18,5</i>
-	<i>Услуги производственного характера</i>	<i>тыс.\$/год</i>	<i>4,5</i>
-	<i>Материальные затраты</i>	<i>\$/тонну жидк.</i>	<i>1,8</i>
-	<i>Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП</i>	<i>тыс.\$/раб.</i>	<i>3,9</i>
-	<i>Затраты на транспортировку и снабжение</i>	<i>\$/тонну нефти</i>	<i>0,8</i>
-	<i>Прочие расходы</i>	%	<i>1</i>
-	<i>Экологические расходы</i>	<i>\$/тонну нефти</i>	<i>0,04</i>
-	<i>Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств, в % от остаточной стоимости</i>	%	<i>1</i>
10	<b>Расходы периода</b>		
-	<i>Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП</i>	<i>тыс.\$/раб.</i>	<i>9,2</i>
-	<i>Услуги непроизводственного характера</i>	<i>\$/тонну нефти</i>	<i>2,1</i>
-	<i>Материальные затраты</i>	<i>\$/тонну нефти</i>	<i>0,6</i>
-	<i>Отчисления на социальные программы (от инвестиций за прошлый год)</i>	%	<i>1</i>
-	<i>НИОКР</i>	%	<i>1</i>
-	<i>Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов</i>	%	<i>1</i>
	<i>Отчисления в ликвидационный фонд (удельный норматив с Анализа разработки 2022г.)</i>	<i>\$/тонну нефти</i>	<i>0,72</i>



Таблица 3.5. 2-Нормативы расчета бюджетной эффективности

№	Норматив	ЕИ	Значение
1	Социальный налог	%	9,5
2	Отчисления в пенсионный фонд	%	10
3	Индивидуальный подоходный налог	%	10
4	Амортизация по Налоговому Кодексу РК	%	
	I. Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	%	10
	II. Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	%	25
	III. Компьютеры, программное обеспечение и оборудование для обработки информации	%	40
	IV. Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	%	15
5	Корпоративный подоходный налог	%	20
6	Налог на добавленную стоимость		
	НДС при покупке основных фондов	%	12
	НДС при покупке товаров и услуг	%	12
	НДС при реализации продукции на внутреннем рынке	%	12
	НДС при реализации продукции на внешнем рынке	%	0,0
7	Налог на имущество	%	1,50
8	Налог на сверхприбыль	%	по шкале
9	Налог на добычу полезных ископаемых, из них	%	50
	реализация нефти и конденсата на внешний рынок	%	по шкале
	реализация нефти и конденсата на внутренний рынок	%	по шкале
	реализация газа на внешний рынок	%	10
	реализация газа на внутренний рынок	%	по шкале
	расчет промысловой себестоимости для определения НДСИ на УВ, использованные на собственные нужды	%	20
10	Плата за эмиссию в окружающую среду	\$/тонну нефти	0,5
11	Ставка налога на добычу воды из подземных источников (для нужд промысла и хозяйственных нужд работников)	%	11%
12	Таможенные платежи	%	по шкале
13	Рентный налог на экспорт нефти	%	по шкале
14	Прочие налоги и отчисления в бюджет	%	1,5%



## **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 Асанкеткен.

**Вариант 1 (базовый).** В варианте предусмотрено продолжение разработки месторождения при сложившейся системе разработки, без дополнительного ввода скважин из бурения, так как принятые решения основного проектного документа (11) реализованы в полном объеме.

Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 11 лет (2024-2034 гг.);
- максимальный проектный уровень добычи нефти составляет 20,2 тыс.т и достигается в 2024 г.;
- фонд добывающих скважин – 6 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 2 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 424,5 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.07.2024 г.;
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,413 д.ед.

**Вариант 2 (рекомендуемый).** Вариант аналогичен предыдущему и дополнительно предусматривается дострел перспективных интервалов в двух существующих скважинах в 2025-2026 гг.

Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 10 лет (2024-2033 гг.);
- максимальный проектный уровень добычи нефти составляет 20,2 тыс.т и достигается в 2024 г.;
- дострел и перестрел перспективных интервалов – 2 ед.;
- фонд добывающих скважин – 6 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 2 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 435,4 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.07.2024 г.;
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,423 д.ед.

**Вариант 3 (альтернативный).** В варианте предусматриваются дострел перспективных интервалов в двух существующих скважинах в 2025-2026 гг. и ввод из бурения проектной добывающей скважины в 2025 г.

Основные технологические показатели представлены ниже:



- рентабельный период разработки – 7 лет (2024-2030 гг.);
- максимальный проектный уровень добычи нефти составляет 21,0 тыс.т и достигается в 2026 г.;
- ввод из бурения проектной добывающей скважины – 1 ед.;
- дострел и перестрел перспективных интервалов – 2 ед.;
- фонд добывающих скважин – 7 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 2 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 429,0 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.07.2024 г.;
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,417 д.ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.2 представлены основные проектные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен по **рекомендуемому варианту разработки 2**, а в табличных приложениях – по вариантам разработки 1 и 3.



Таблица 4.2.1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти,		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	20,2	4,6	16,7	334,8	76,9	0,325	308,2	308,2	2925,2	2925,2	93,5	249,8	2184,2	91	0,522	8,557
2025	17,9	4,1	17,8	352,7	81,0	0,343	314,5	314,5	3239,7	3239,7	94,3	257,3	2441,5	92	0,463	9,020
2026	18,1	4,2	21,9	370,8	85,2	0,360	316,2	316,2	3555,9	3555,9	94,3	258,5	2700,0	92	0,469	9,489
2027	15,8	3,6	24,5	386,6	88,8	0,376	308,4	308,4	3864,3	3864,3	94,9	253,8	2953,7	93	0,410	9,899
2028	12,8	2,9	26,3	399,4	91,8	0,388	302,1	302,1	4166,4	4166,4	95,8	250,9	3204,7	94	0,331	10,230
2029	10,2	2,4	28,6	409,7	94,1	0,398	297,4	297,4	4463,8	4463,8	96,6	249,0	3453,7	95	0,265	10,495
2030	8,2	1,9	32,1	417,9	96,0	0,406	292,3	292,3	4756,1	4756,1	97,2	246,4	3700,1	96	0,213	10,709
2031	6,8	1,6	38,9	424,7	97,6	0,413	288,3	288,3	5044,4	5044,4	97,7	244,2	3944,3	97	0,175	10,883
2032	5,8	1,3	54,6	430,5	98,9	0,418	283,4	283,4	5327,8	5327,8	98,0	240,8	4185,0	97	0,150	11,034
2033	4,8	1,1	100,0	435,4	100,0	0,423	278,2	278,2	5606,0	5606,0	98,3	237,1	4422,1	97	0,125	11,159

Таблица 4.2.2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Асанкеткен. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м <sup>3</sup> /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	
2024	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	11,9	182,0	0,308	359,2
2025	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	9,3	164,1	0,241	371,0
2026	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	9,5	165,0	0,245	372,8
2027	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	8,3	160,9	0,214	365,9
2028	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	6,7	157,2	0,172	360,8
2029	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	5,3	155,2	0,138	359,1
2030	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	4,3	152,5	0,111	355,3
2031	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	3,5	150,5	0,091	352,1
2032	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	3,0	147,5	0,078	346,2
2033	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	2,5	145,2	0,065	341,9



#### **4.2. Экономические показатели вариантов разработки**

Технико-экономическая оценка проекта проводилась на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов «Единые правила...» (17) и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемая 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 экономического эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов предприятия;*
- *расчет показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;*
- *приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.*

Целью настоящей работы является оценка экономической эффективности трех вариантов разработки месторождения Асанкеткен, описание по которым представлены в предыдущих главах.

Дальнейший анализ рассматриваемых выше вариантов разработки показал, что наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется вариант разработки 2, который будет рассматриваться в последующих разделах настоящей главы.

**Первым** годом реализации проекта по всем вариантам принят 2024г. Экономические расчеты проводились по каждому варианту на весь срок разработки месторождения и на рентабельный период, то есть период безубыточной добычи до момента, начиная с которого чистый не дисконтированный доход принимает только отрицательные значения, ввиду чего срок реализации проекта по вариантам является различным.

**Инфляция** для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат, цен на нефть и транспорт нефти принята в размере 2 % в год. За срок начала инфляции принят 2024 г.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены как в текущих, с учетом инфляции, ценах, так и в расчетных, без учета инфляции ценах. Цены с учетом дефляции, то есть без учета инфляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.



**Дисконтирование** проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки 7,5 %, 10,0 % и 15,0 %.

**Масштабы цен**, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для снижения масштабов цен все стоимостные показатели переведены из национальной валюты тенге в доллары США. При проведении оценки принят курс \$. Предполагается, что на весь период расчета обменный курс национального банка РК будет неизменным и составит 1\$ США= 470 тенге.

**Реализация продукции** – в соответствии с действующими условиями реализации продукции принята: 64 % товарной нефти будет реализовано на внешний рынок и 36 % соответственно на внутренний рынок.

Проектируемая цена на нефть установлена:

- 499,2 \$/тонну при реализации на экспорт (НДС =0 %);
- 183,2 \$/тонну при реализации на местный рынок (НДС=12 %).

**Источниками финансирования** капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будут собственные денежные средства, имеющиеся у предприятия, а также реинвестиция амортизационных отчислений и чистой прибыли. При недостатке средств от проекта будет необходим заем денежных средств.

#### ***4.2.1. Доходы по проекту***

Источниками доходов настоящего проекта будут поступления от реализации, добываемой на месторождении нефти.

Объем реализации нефти принимается равным 97,93% от уровня добычи нефти за вычетом технологических потерь нефти и использования на собственные нужды.

Расчет получаемого дохода для рекомендуемого варианта за прибыльный период в ценах без учета и с учетом инфляции приведены в таблице 4.2.1. Таблицы по остальным вариантам, приведены в приложениях Т.П.4.2.1-4.2.2.



Таблица 4.2.3-Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расчет дохода от продажи нефти					Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		без учета инфляции	с учетом инфляции
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок		
						тыс.тонн	тыс.тонн
2024	19,8	12,6	7,1	499,2	183,2	7 613,9	7 766,2
2025	17,5	11,2	6,3	499,2	183,2	6 742,0	7 014,3
2026	17,7	11,4	6,4	499,2	183,2	6 840,6	7 259,3
2027	15,5	9,9	5,6	499,2	183,2	5 972,2	6 464,5
2028	12,5	8,0	4,5	499,2	183,2	4 827,4	5 329,9
2029	10,0	6,4	3,6	499,2	183,2	3 867,2	4 355,1
2030	8,1	5,2	2,9	499,2	183,2	3 106,3	3 568,2
2031	6,6	4,2	2,4	499,2	183,2	2 549,9	2 987,6
2032	5,7	3,6	2,0	499,2	183,2	2 189,3	2 616,4
2033	4,7	3,0	1,7	499,2	183,2	1 819,4	2 217,8
<b>2024-2033</b>	<b>118,1</b>	<b>75,6</b>	<b>42,5</b>			<b>45 528,2</b>	<b>49 579,3</b>
<b>2024-2045</b>	<b>142,5</b>	<b>91,2</b>	<b>51,3</b>			<b>54 930,3</b>	<b>62 263,2</b>



#### **4.2.2. Оценка капитальных вложений**

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Капитальные вложения оценивались по следующим направлениям:

- 1) Затраты в строительство скважин;
- 2) Затраты на надземное нефтепромысловое строительство связанные с обустройством скважин.

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.2.

Перечень капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства по остальным вариантам представлена в приложениях Т.П.4.2.3-4.2.4.



**Таблица 4.2.4-Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2**

Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость	Всего	Распределение капитальных вложений по годам строительства			
			единицы с НДС	стоимость с НДС	1	2	3	4
			тыс. \$	тыс. \$	2024	2025	2026	2027
Дострел интервалов	скважина	2	14,9	29,8	-	14,9	14,9	-
<b>Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):</b>				<b>29,8</b>	<b>-</b>	<b>14,9</b>	<b>14,9</b>	<b>-</b>
<b>Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):</b>				<b>26,6</b>	<b>-</b>	<b>13,3</b>	<b>13,3</b>	<b>-</b>



### **4.2.3. Эксплуатационные затраты**

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа и, полученными при анализе исходных экономических показателей, предоставленных недропользователем, и разработанными Нормативами эксплуатационных затрат.

Эксплуатационные затраты, необходимые для реализации проекта состоят из:

- *прямых производственных затрат, связанных с процессом добычи природного газа и ее подготовки, относящихся на себестоимость продукции;*
- *косвенных затрат, которые не могут напрямую включаться в производственный процесс и относятся к расходам периода.*

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- *затраты на водоснабжение и химреагенты (расходы на химические реагенты, деэмульгаторы, другие ускорители реакций, затраты других материалов необходимые при добыче, транспортировке и подготовке нефти, а также затраты воды питьевой и технической необходимой в соответствии с технологией производства, воды на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды работников, находящихся на промысле.);*

- *затраты на электроэнергию;*
- *оплату труда промышленно-производственного персонала;*
- *амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции;*
- *экологические расходы;*
- *арендные затраты (аренда помещений и основных производственных фондов);*
- *транспортировка нефти;*
- *Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП (расходы на медицинское обслуживание, обеспечение работников спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, на охрану труда, проживание работников на промысле, проезд работников на вахту и обратно, питание работников на промысле, связь на промысле.*

- *затраты производственного характера (ГСМ и дизельное топливо);*
- *услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (услуги по ТБ, ОТ и охране окружающей среды; услуги обеспечения пожарной безопасности; услуги геологического характера; сервисное обслуживание объектов; услуги связи, банков, юридических и аудиторских фирм);*



- *прочие затраты (канцелярские услуги и расходы, объявления в газете, подписка; прочие накладные расходы; обслуживание объектов жилищной и коммунальной сферы; транспортировка грузов до промысла);*

- *налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции.*

Вторая часть затрат – **Расходы периода**, которые включают в себя:

- *расходы на персонал (услуги связи; хозяйственные расходы);*

- *затраты на оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);*

- *услуги, выполненные сторонними организациями (банковские расходы; курьерские услуги; услуги распечатки; услуги нотариуса; замена заправка и другое картриджа и тонера; объявления в средства массовой информации (СМИ); информационные услуги; консультационные, включая аудиторские услуги; охрана объектов; изготовление штампов, печатей, табличек, бланки; подписка; перевод документов; обслуживание программ);*

- *арендные затраты (аренда транспорта, жилья сотрудникам)*

- *общеадминистративные расходы (расходы на наем жилого помещения; расходы на проезд; суточные в пределах РК; представительские)*

- *прочие затраты (канцелярские расходы; продукты питания для офиса; горюче-смазочные материалы (ГСМ), запчасти, мойка и прочее содержание автомобилей; транспортировка персонала; другие);*

- *затраты по реализации нефти;*

- *налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепроизводственного характера, за исключением тех налогов и платежей, которые платятся из прибыли;*

- *создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;*

- *затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов;*

- *отчисления в ликвидационный фонд – резервный фонд для ликвидации последствий разработки месторождения.*

Общие эксплуатационные затраты по проекту приведены в таблицах 4.2.3-4.2.5. По остальным вариантам в приложениях Т.П.4.2.5-4.2.10.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия приведен в таблице 4.2.6. По остальным вариантам в приложениях Т.П.4.2.11-4.2.12.



Таблица 4.2.5-Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Затраты на водоснабжение	Фонд оплаты труда ППП	Материальные затраты	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Затраты на транспортировку и снабжение	Расходы условно-постоянные, зависимость от численности ППП	Экологические расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	Прочие расходы	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$
2024	26,5	122,4	444,4	24,2	335,8	15,3	46,3	0,8	89,8	111,0	2 231,4	8,8	3 456,8	3 526,0
2025	24,2	122,4	405,0	21,0	299,0	13,6	46,3	0,7	79,5	111,0	1 979,4	8,2	3 110,3	3 235,9
2026	25,3	122,4	423,8	18,2	305,6	13,8	46,3	0,7	80,6	111,0	2 003,7	8,4	3 159,9	3 353,3
2027	24,9	122,4	416,7	15,1	266,9	12,0	46,3	0,6	70,4	111,0	1 756,7	8,2	2 851,3	3 086,3
2028	24,5	122,4	411,4	12,4	215,8	9,7	46,3	0,5	56,9	111,0	1 432,6	8,0	2 451,6	2 706,8
2029	23,9	122,4	400,2	10,3	172,9	7,8	46,3	0,4	45,6	111,0	1 160,2	7,7	2 108,7	2 374,7
2030	23,4	122,4	392,5	8,5	138,9	6,3	46,3	0,3	36,6	111,0	944,7	7,5	1 838,6	2 112,0
2031	23,0	122,4	385,8	7,2	114,1	5,1	46,3	0,3	30,1	111,0	786,9	7,3	1 639,4	1 920,9
2032	22,6	122,4	378,1	6,0	97,9	4,4	46,3	0,2	25,8	111,0	684,3	7,2	1 506,2	1 800,1
2033	22,0	122,4	368,6	5,0	81,4	3,7	46,3	0,2	21,4	111,0	579,1	7,0	1 368,1	1 667,8
<b>2024-</b>	<b>240,2</b>	<b>1</b>	<b>4 026,6</b>	<b>127,9</b>	<b>2 028,4</b>	<b>91,7</b>	<b>463,2</b>	<b>4,9</b>	<b>536,8</b>	<b>1 110,0</b>	<b>13 559,0</b>	<b>78,3</b>	<b>23 491,0</b>	<b>25 783,7</b>
<b>2024-</b>	<b>444,8</b>	<b>2</b>	<b>7 455,0</b>	<b>149,0</b>	<b>2 449,5</b>	<b>110,6</b>	<b>1 019,0</b>	<b>5,9</b>	<b>647,6</b>	<b>2 442,0</b>	<b>16 930,7</b>	<b>149,7</b>	<b>34 496,7</b>	<b>40 880,6</b>



Таблица 4.2.6-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы периода							Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Материальные затраты	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности и АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непромышленного характера, выполненные сторонними организациями	Расходы по реализации	Затраты на обучение и повышение квалификации и казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
									тыс.\$	тыс.\$
2024	12,1	110,4	89,2	41,6	830,6	8,9	0,0	39,8	1 132,6	1 155,2
2025	10,7	110,4	89,2	36,8	735,5	8,9	11,6	37,3	1 040,4	1 082,4
2026	10,9	110,4	89,2	37,3	746,3	8,3	11,7	37,5	1 051,6	1 116,0
2027	9,5	110,4	89,2	32,6	651,5	8,5	10,2	35,1	947,0	1 025,1
2028	7,7	110,4	89,2	26,3	526,7	8,3	8,3	31,9	808,7	892,9
2029	6,1	110,4	89,2	21,1	421,9	8,0	0,0	29,2	686,0	772,5
2030	4,9	110,4	89,2	17,0	338,9	7,8	0,0	27,1	595,2	683,7
2031	4,1	110,4	89,2	13,9	278,2	7,5	0,0	25,5	528,8	619,6
2032	3,5	110,4	89,2	11,9	238,8	7,4	0,0	24,5	485,8	580,5
2033	2,9	110,4	89,2	9,9	198,5	7,2	0,0	23,5	441,6	538,3
<b>2024-</b>	<b>72,4</b>	<b>1 104,0</b>	<b>892,0</b>	<b>248,5</b>	<b>4 966,9</b>	<b>80,9</b>	<b>41,8</b>	<b>311,1</b>	<b>7 717,7</b>	<b>8 466,3</b>
<b>2024-</b>	<b>87,3</b>	<b>2 428,8</b>	<b>1 962,4</b>	<b>299,8</b>	<b>5 992,7</b>	<b>155,0</b>	<b>41,8</b>	<b>557,6</b>	<b>11 525,7</b>	<b>13 712,0</b>



Таблица 4.2.7-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Совокупный доход от реализации и продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационных затрат	Производственная себестоимость (без налогов) 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
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							7,5%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	7 613,9	3 456,8	1 132,6	4 589,4	112,7	3 024,5	4 253,6	0,0	4 253,6	3 956,9
2025	6 742,0	3 110,3	1 040,4	4 150,7	117,3	2 591,3	3 851,7	13,3	3 865,0	7 301,3
2026	6 840,6	3 159,9	1 051,6	4 211,6	117,6	2 629,0	3 905,9	13,3	3 919,2	10 456,2
2027	5 972,2	2 851,3	947,0	3 798,3	124,5	2 173,9	3 531,4	0,0	3 531,4	13 100,5
2028	4 827,4	2 451,6	808,7	3 260,3	137,8	1 567,1	3 044,5	0,0	3 044,5	15 221,2
2029	3 867,2	2 108,7	686,0	2 794,6	153,7	1 072,6	2 621,7	0,0	2 621,7	16 919,9
2030	3 106,3	1 838,6	595,2	2 433,8	174,2	672,6	2 294,9	0,0	2 294,9	18 303,2
2031	2 549,9	1 639,4	528,8	2 168,2	196,8	381,6	2 054,2	0,0	2 054,2	19 455,0
2032	2 189,3	1 506,2	485,8	1 992,0	216,9	197,3	1 894,0	0,0	1 894,0	20 442,9
2033	1 819,4	1 368,1	441,6	1 809,7	245,5	9,6	1 728,3	0,0	1 728,3	21 281,4
<b>2024</b>	<b>45 528,2</b>	<b>23 491,0</b>	<b>7 717,7</b>	<b>31 208,7</b>	<b>141,0</b>	<b>14 319,5</b>	<b>29 180,3</b>	<b>26,6</b>	<b>29 206,9</b>	<b>21 281,4</b>
<b>2024</b>	<b>54 930,3</b>	<b>34 496,7</b>	<b>11</b>	<b>46 022,3</b>	<b>192,3</b>	<b>8 908,0</b>	<b>43 572,8</b>	<b>26,6</b>	<b>43 599,4</b>	<b>25 972,4</b>



Таблица 4.2.8-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС <i>всего расходов,</i>	учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных	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 КПП	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.\$
2024	7 613,9	4 253,6	401,8	4 655,4	2 958,5	3 024,5	2 432,8	298,1	2 134,7	2 470,5	2 470,5	0,0%	2 298,1	2 245,9	2 148,3
2025	6 742,0	3 851,7	324,7	4 176,3	2 565,6	2 591,3	2 078,2	226,7	1 851,5	2 137,2	4 607,7	0,0%	4 147,5	4 012,2	3 764,3
2026	6 840,6	3 905,9	265,0	4 170,9	2 669,7	2 629,0	2 095,1	233,3	1 861,8	2 154,2	6 761,8	0,0%	5 881,5	5 630,6	5 180,7
2027	5 972,2	3 531,4	216,4	3 747,8	2 224,4	2 173,9	1 729,0	162,7	1 566,4	1 833,3	8 595,1	9,2%	7 254,3	6 882,8	6 228,8
2028	4 827,4	3 044,5	178,1	3 222,6	1 604,8	1 567,1	1 246,1	72,0	1 174,2	1 390,0	9 985,1	14,5%	8 222,5	7 745,8	6 919,9
2029	3 867,2	2 621,7	147,7	2 769,4	1 097,8	1 072,6	853,0	18,3	834,7	1 007,6	10 992,7	17,1%	8 875,4	8 314,6	7 355,5
2030	3 106,3	2 294,9	123,4	2 418,2	688,1	672,6	534,9	0,0	534,9	673,9	11 666,6	18,5%	9 281,5	8 660,4	7 608,9
2031	2 549,9	2 054,2	103,8	2 157,9	391,9	381,6	303,2	0,0	303,2	417,3	12 083,9	19,1%	9 515,5	8 855,1	7 745,3
2032	2 189,3	1 894,0	87,8	1 981,9	207,4	197,3	155,8	0,0	155,8	253,8	12 337,6	19,4%	9 647,9	8 962,7	7 817,4
2033	1 819,4	1 728,3	74,8	1 803,1	16,2	9,6	6,4	0,0	6,4	87,8	12 425,4	19,5%	9 690,5	8 996,5	7 839,1
<b>2024-</b>	<b>45</b>	<b>29 180,3</b>	<b>1 923,4</b>	<b>31 103,7</b>	<b>14</b>	<b>14 319,5</b>	<b>11</b>	<b>1</b>	<b>10 423,6</b>	<b>12 425,4</b>	<b>12 425,4</b>	<b>19,5%</b>	<b>9 690,5</b>	<b>8 996,5</b>	<b>7 839,1</b>
<b>2024-</b>	<b>54</b>	<b>43 572,8</b>	<b>2 324,3</b>	<b>45 897,1</b>	<b>14</b>	<b>8 908,0</b>	<b>6 023,1</b>	<b>1</b>	<b>5 012,1</b>	<b>7 435,1</b>	<b>7 435,1</b>	<b>17,7%</b>	<b>8 264,7</b>	<b>8 029,5</b>	<b>7 376,3</b>



### ***Налоговая система***

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс Республики Казахстан. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим на 01.01.2024 г.

Результаты расчета Бюджетной эффективности представлены по рекомендуемому варианту в таблице 4.2.7. Для остальных вариантов таблицы находятся в приложениях Т.П.4.2.13-4.2.14.



Таблица 4.2.9-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссию 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%
2024	156,3	237,9	0,0	-81,6	457,2	876,9	20,6	821,8	3,3	591,7	298,1	36,3	18,1	15,6	21,4	3079,4	2864,6	2799,5	2677,8
2025	138,4	220,2	1,6	-83,4	406,8	776,4	18,2	727,7	3,3	513,1	226,7	31,5	18,1	15,6	19,0	2673,1	5177,7	5008,7	4699,0
2026	140,5	223,8	1,6	-84,9	413,2	787,8	18,5	738,3	3,3	533,9	233,3	27,2	18,1	15,6	19,3	2723,5	7370,0	7054,9	6489,8
2027	122,6	208,8	0,0	-86,1	366,7	687,8	16,1	644,6	3,3	444,9	162,7	22,6	18,1	15,6	17,0	2313,1	9102,1	8634,8	7812,3
2028	99,1	189,6	0,0	-90,5	304,9	556,0	13,0	521,0	3,3	321,0	72,0	18,6	18,1	15,6	13,9	1766,9	10332,9	9731,9	8690,8
2029	79,4	171,9	0,0	-92,5	252,4	445,4	10,4	417,4	3,3	219,6	18,3	15,4	18,1	15,6	11,4	1334,8	11197,8	10485,3	9267,8
2030	63,8	158,8	0,0	-95,0	211,2	357,7	8,4	335,3	3,3	137,6	0,0	12,8	18,1	15,6	9,4	1014,4	11809,2	11005,9	9649,2
2031	52,4	149,0	0,0	-96,6	181,1	293,7	6,9	275,2	3,3	78,4	0,0	10,7	18,1	15,6	7,9	794,2	12254,5	11376,4	9908,8
2032	45,0	142,2	0,0	-97,3	161,5	252,1	5,9	236,3	3,3	41,5	0,0	9,0	18,1	15,6	7,0	652,9	12595,1	11653,3	10094,4
2033	37,4	135,1	0,0	-97,7	141,2	209,5	4,9	196,4	3,3	3,2	0,0	7,5	18,1	15,6	6,0	508,1	12841,6	11849,2	10220,0
<b>2024-</b>	<b>934,9</b>	<b>1837,2</b>	<b>3,2</b>	<b>-905,5</b>	<b>2896,2</b>	<b>5243,3</b>	<b>122,9</b>	<b>4914,0</b>	<b>32,9</b>	<b>2884,9</b>	<b>1011,0</b>	<b>191,8</b>	<b>180,9</b>	<b>155,7</b>	<b>132,4</b>	<b>16860,5</b>	<b>12841,6</b>	<b>11849,2</b>	<b>10220,0</b>
<b>2024-</b>	<b>1127,9</b>	<b>3130,1</b>	<b>3,2</b>	<b>-2005,4</b>	<b>3877,8</b>	<b>6326,1</b>	<b>148,4</b>	<b>5928,8</b>	<b>72,4</b>	<b>2884,9</b>	<b>1011,0</b>	<b>223,4</b>	<b>398,0</b>	<b>342,6</b>	<b>170,8</b>	<b>19378,8</b>	<b>13720,4</b>	<b>12484,8</b>	<b>10564,1</b>



### **Показатели экономической оценки вариантов разработки**

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

1. Чистая прибыль;
2. Денежные потоки;
3. Чистая приведенная стоимость денежной наличности (NPV) при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %;
4. Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) при норме дисконта 7,5 %;
5. Срок окупаемости инвестиций (при простом потоке денежной наличности и дисконтированном потоке наличности);
6. Максимальный финансовый риск (МФР) – показатель риска, рассчитываемый на основе максимального отрицательного денежного потока;

Накопленная Чистая денежная наличность предприятия при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %;

7. Удельные показатели по затратам (Эксплуатационным и капитальным).

В систему оценочных показателей вошли также:

- *Капитальные вложения на строительство;*
- *Эксплуатационные затраты;*
- *Бюджетная эффективность (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан) при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %.*

### **Чувствительность**

Для определения устойчивости проекта проведен расчет чувствительности к изменению основных показателей экономической эффективности проекта.

Анализ устойчивости проекта показывает чувствительность внутренней нормы прибыли (IRR) и чистой приведенной стоимости (NPV) на изменение следующих факторов:

- *объема капитальных вложений;*
- *эксплуатационных затрат;*
- *объема реализации нефти и газа;*
- *дохода от реализации продукции.*

В целом, анализ данных показал, что у проекта есть определенный запас прочности к изменению основных экономических показателей более чем на 25 %,

Полученные зависимости представлены на рисунках 4.2.1 и 4.2.2.



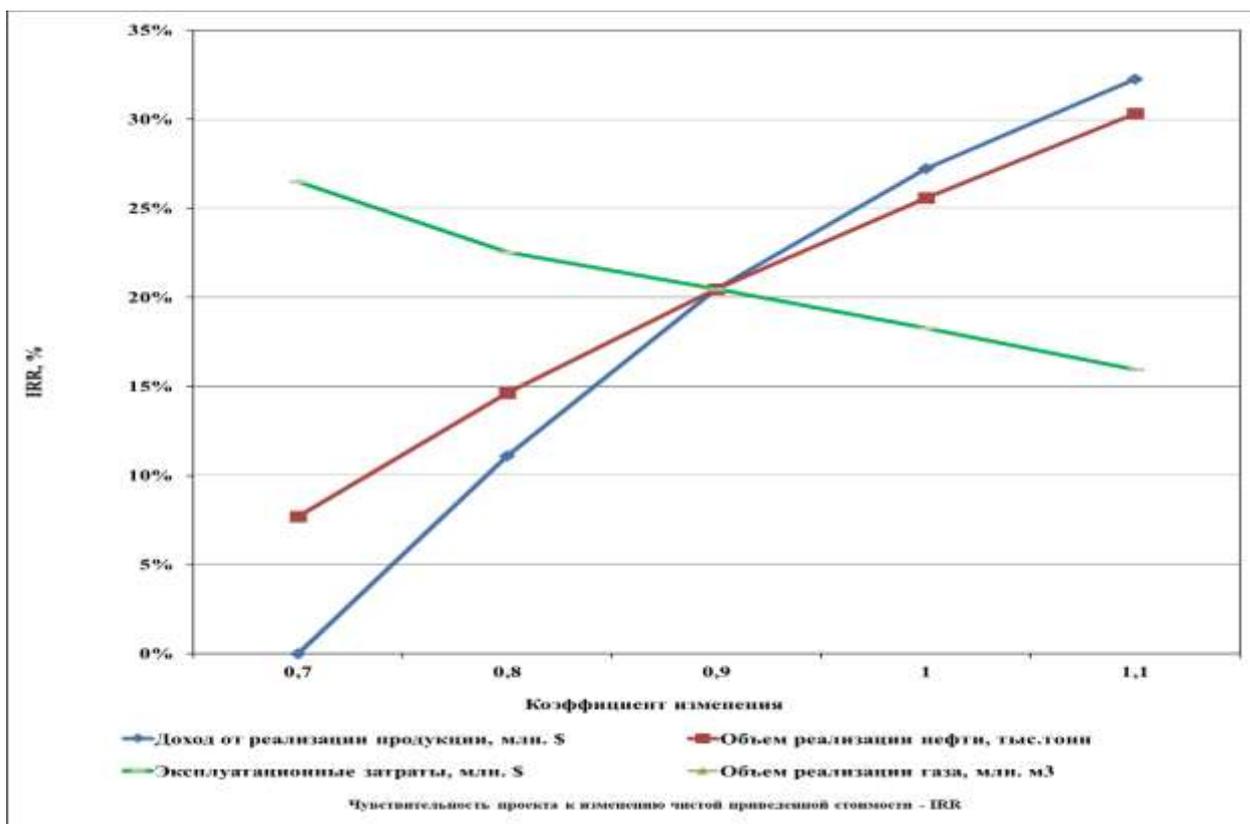


Рисунок 4.2. 1-Чувствительность проекта к изменению ВНД (IRR) по рекомендуемому варианту 2

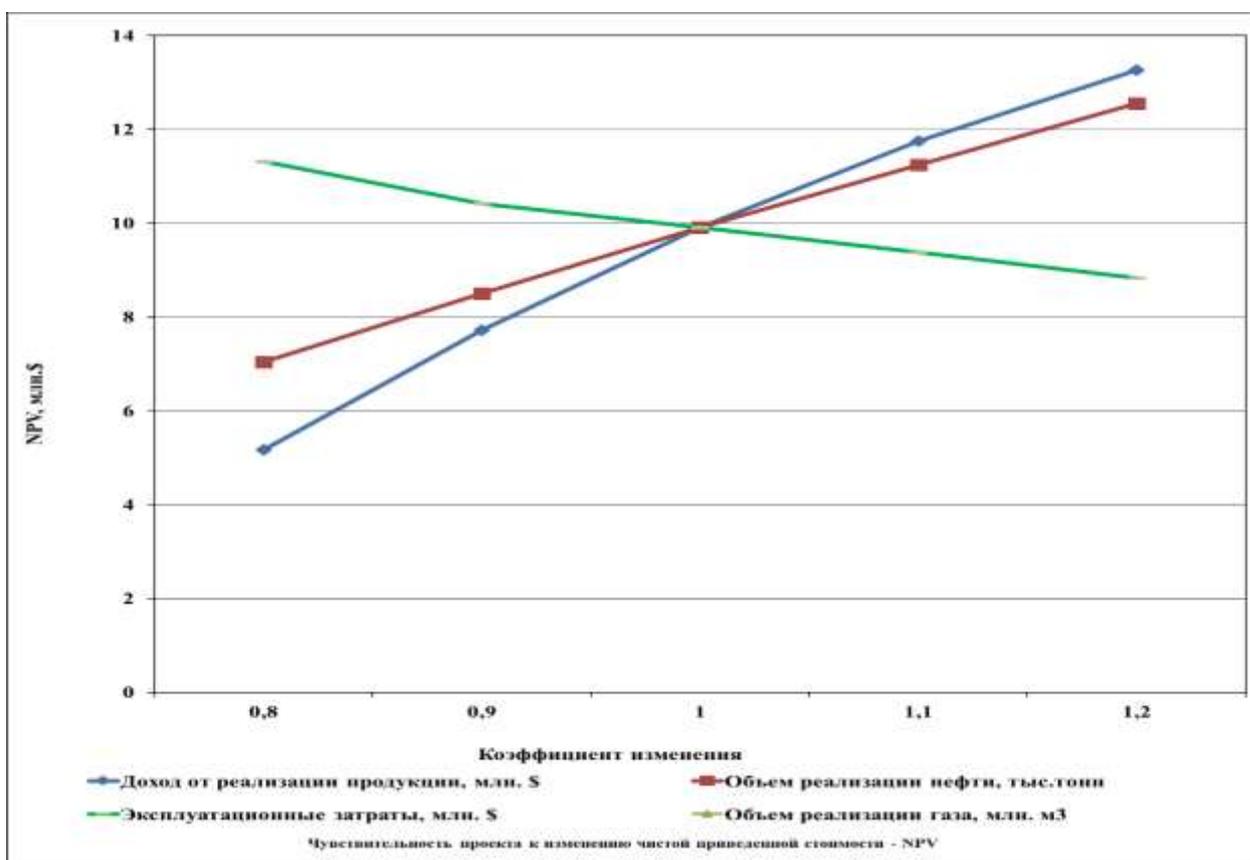


Рисунок 4.2. 2-Чувствительность проекта к изменению ЧПС (NPV) по рекомендуемому варианту 2



### 4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти по рассмотренным вариантам разработки. Как видно из представленной таблицы, извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти по рассмотренным вариантам разработки очень близки между собой, но 2 вариант разработки характеризуется достижением наибольших извлекаемых запасов и нефтеотдачи по сравнению с остальными вариантами разработки.

В таблице 4.3.3 представлено сопоставление рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан величинами: рекомендуемые величины коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти соответствуют утвержденным ГКЗ Республики Казахстан величинам, что соответствует п. 89 «Единые правила...» (17).

**Таблица 4.3.1-Сопоставление рентабельных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по вариантам разработки месторождения Асанкеткен**

Объект	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Рентабельные извлекаемые запасы нефти по вариантам разработки, тыс.т			Рентабельные коэффициенты извлечения нефти по вариантам разработки, д.ед.		
		1	2	3	1	2	3
I	1 029	424,5	435,4	429,0	0,413	0,423	0,417

**Таблица 4.3.2-Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по залежам, зонам насыщения и категориям по рекомендуемому варианту разработки 2 месторождения Асанкеткен**

Горизонт	Пачка	Блок	Зона насыщения	Категория запасов	Геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	
Ю-III	Б	III	ВНЗ	C <sub>2</sub>	27	0,320	8,6	
<b>Всего по горизонту Ю-III:</b>				<b>C<sub>2</sub></b>	<b>27</b>		<b>8,6</b>	
Ю-IV	Б	IIIа	ВНЗ	C <sub>2</sub>	2	0,320	0,6	
			НЗ	В	8	0,427	3,4	
		IIIб	ВНЗ	В	9	0,427	3,8	
			НЗ	C <sub>1</sub>	13	0,427	5,6	
				ВНЗ	C <sub>1</sub>	11	0,427	4,7
<b>Всего по горизонту Ю-IV:</b>				<b>В</b>	<b>17</b>		<b>7,2</b>	
				C <sub>1</sub>	24		10,3	
				В+C <sub>1</sub>	41		17,5	
				C <sub>2</sub>	2		0,6	
Ю-V	-	IIIа	ВНЗ	В	123	0,427	52,5	
		IIIб	ВНЗ	В	812	0,427	346,7	
		IV	ВНЗ	В	53	0,353	18,7	
<b>Всего по горизонту Ю-IV:</b>				<b>В</b>	<b>988</b>		<b>417,9</b>	
<b>ИТОГО:</b>				<b>В</b>	<b>1 005</b>		<b>425,1</b>	
				C <sub>1</sub>	24		10,3	
				В+C <sub>1</sub>	1 029		435,4	
				C <sub>2</sub>	29		9,2	



Таблица 4.3.3-Сопоставление утвержденных ГКЗ Республики Казахстан коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти с рекомендуемыми величинами по залежам, зонам насыщения и категориям месторождения Асанкеткен

Горизонт	Пачка	Блок	Категория запасов		Утвержденные ГКЗ Республики Казахстан			Рекомендуемый вариант разработки 2			Изменения		
			утвержденные	рекомендуемые	геологические запасы нефти, тыс.т	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	коэффициент извлечения нефти, д.ед.	геологические запасы нефти, тыс.т	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	коэффициент извлечения нефти, д.ед.	извлекаемых запасов нефти, тыс.т	извлекаемых запасов нефти, %	коэффициента извлечения нефти, %
Ю-III	Б	III	C <sub>2</sub>	C <sub>2</sub>	27	8,6	0,320	27	8,6	0,320	0,0	0,0	0,0
Ю-IV	Б	IIIa	C <sub>2</sub>	C <sub>2</sub>	2	0,6	0,320	2	0,6	0,320	0,0	0,0	0,0
		IIIб	B+C <sub>1</sub>	B+C <sub>1</sub>	41	17,5	0,427	41	17,5	0,427	0,0	0,0	0,0
Ю-V	-	IIIa	B	B	123	52,5	0,427	123	52,5	0,427	0,0	0,0	0,0
		IIIб			812	346,7	0,427	812	346,7	0,427	0,0	0,0	0,0
		IV			53	18,7	0,353	53	18,7	0,353	0,0	0,0	0,0
ИТОГО:			B+C <sub>1</sub>	B+C <sub>1</sub>	<b>1 029</b>	<b>435,4</b>	<b>0,423</b>	<b>1 029</b>	<b>435,4</b>	<b>0,423</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
			C <sub>2</sub>	C <sub>2</sub>	<b>29</b>	<b>9,2</b>	<b>0,317</b>	<b>29</b>	<b>9,2</b>	<b>0,317</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>



## 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

### 5.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Сопоставление основных технико-экономических показателей по трем вариантам представлены в таблице 5.1.1.

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта в расчетных (без учета инфляции) ценах по вариантам за прибыльный период приведены в таблице 5.1.2.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки было определено, что самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется рекомендуемый вариант разработки 2.

Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели по вариантам

№	Показатели	ЕИ	Показатели по вариантам		
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	годы	2024-2045	2024-2045	2024-2045
	<i>количество лет проектного периода</i>	<i>лет</i>	22	22	22
2	Прибыльный период	годы	2024-2034	2024-2033	2024-2030
	<i>количество лет прибыльного периода</i>	<i>лет</i>	11	10	7
3	Объем добычи жидкости				
	<i>за проектный период</i>	<i>тыс.т.</i>	<i>5 242,5</i>	<i>5 950,8</i>	<i>6 110,6</i>
	<i>за прибыльный период</i>	<i>тыс.т.</i>	<i>2 962,5</i>	<i>2 989,0</i>	<i>2 333,1</i>
4	Объем добычи нефти				
	<i>за проектный период</i>	<i>тыс.т.</i>	<i>134,8</i>	<i>145,5</i>	<i>155,7</i>
	<i>за прибыльный период</i>	<i>тыс.т.</i>	<i>109,8</i>	<i>120,6</i>	<i>114,3</i>
7	Объем закачки воды				
	<i>за проектный период</i>	<i>млн. м<sup>3</sup></i>	<i>4 430,0</i>	<i>5 034,9</i>	<i>5 164,7</i>
	<i>за прибыльный период</i>	<i>млн. м<sup>3</sup></i>	<i>2 474,1</i>	<i>2 487,8</i>	<i>1 924,5</i>
5	Коэффициент извлечения нефти				
	<i>за проектный период</i>	<i>%</i>	<i>43,7</i>	<i>44,7</i>	<i>45,7</i>
	<i>за прибыльный период</i>	<i>%</i>	<i>41,3</i>	<i>42,3</i>	<i>41,7</i>
12	Движение фонда скважин				
	Дострел интервалов	скважина	0	2	2
	Бурение добывающей нефтяной вертикальной	скважина	0	0	1



Таблица 5.1.2- Интегральные экономические показатели в расчетных (без учета инфляции) ценах

№	Показатели	ЕИ	Показатели по вариантам за прибыльный период		
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Прибыльный период	годы	2024-2034	2024-2033	2024-2030
2	Объем добычи нефти	тыс.	109,8	120,6	114,3
3	Объем добычи газа	млн. м <sup>3</sup>	2,844	3,124	2,961
4	Объем реализации нефти	тыс.	107,55	118,13	111,97
5	Коэффициент извлечения нефти	%	41,3	42,3	41,7
6	Совокупный доход от реализации УВ	тыс. \$	41 452,64	45 528,15	43 154,66
7	Эксплуатационные затраты	тыс. \$	30 091,55	31 208,67	32 045,12
8	Производственная себестоимость 1	\$/тонну	197,18	192,33	250,89
9	Полная себестоимость 1 тонны УВ (с	\$/тонну	268,71	253,88	274,98
10	Капитальные вложения без учета НДС	тыс. \$	0,00	26,61	1 262,59
11	Удельные капитальные вложения на 1	\$/тонну	0,00	0,22	10,83
12	Операционный доход - (доходы от	тыс. \$	11 361,09	14 319,48	11 109,55
13	Рентабельность производства (RIRR)	%	27,41	31,45	25,74
14	Чистая прибыль предприятия после	тыс. \$	8 519,49	10 423,61	8 539,08
15	Потоки денежной наличности	тыс. \$	10 493,36	12 425,40	10 376,29
16	Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. \$	8 181,05	9 690,47	8 217,48
17	Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. \$	7 603,48	8 996,54	7 655,10
18	Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. \$	6 647,54	7 839,11	6 703,48
19	Внутренняя норма прибыли (IRR) по	%	13,01	19,51	13,32
20	Доходы Республики Казахстан в виде	тыс. \$	14 711,21	16 860,51	14 812,29
21	Дисконтированные доходы РК при	тыс. \$	11 044,12	12 841,59	11 663,67
22	Дисконтированные доходы РК при	тыс. \$	10 165,08	11 849,20	10 848,87
23	Дисконтированные доходы РК при	тыс. \$	8 745,15	10 220,03	9 475,38



## **6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**

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

Обоснование и 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, проектных технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

Выбор рационального способа подъема жидкости из скважин, необходимого оборудования и режима их работы, с целью обеспечения проектной добычи для месторождения Асанкеткен, основывается на анализе фактических промысловых данных, предоставленных недропользователем.

На дату составления настоящего дополнения к проектному документу на продолжение промышленной добычи месторождения Асанкеткен все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом добычи и оборудованы винтовыми штанговыми насосными установками (ВШНУ).

По состоянию изученности на 01.07.2024 г. в эксплуатационном добывающем фонде числятся 6 скважин (АСК-1, АСК-3, АСК-4, АСК-5, АСК-6 и АСК-Ю1).

Текущие дебиты скважин по нефти и жидкости изменяются в пределах 0,6-21,5 т/сут и 26,2-346,2 т/сут соответственно, а обводненность – 49,8-97,7 %.

По скважинам АСК-1, АСК-5, АСК-6 и АСК-Ю1 наблюдается падение дебитов по нефти и рост обводненности добываемой продукции. По скважине АСК-3 дебит после ввода в эксплуатацию остается практически стабильным и наблюдается некоторое падение обводненности, а по скважине АСК-4 дебит по нефти остается в последние три года относительно стабильным. В целом по месторождению в динамике за анализируемый период наметилась едва заметная тенденция падения среднего дебита по нефти и некоторая стабилизация средней обводненности добываемой продукции. Средний газовый фактор в целом стабильный, но наблюдается заметная тенденция его снижения.

По состоянию на 01.07.2024 г. низким дебитом по нефти и высокой обводненностью продукции характеризуется скважина АСК-5, а высокими дебитами и низкой обводненностью – скважины АСК-3 и АСК-6. В динамике коэффициентов эксплуатации добывающих скважин наблюдается снижение на 01.01.2023 и 01.01.2024 гг., а затем некоторое увеличение, связанное с периодической эксплуатацией скважины АСК-5.



Принимая во внимание текущее энергетическое состояние разработки эксплуатационного объекта, а также технологические условия эксплуатации скважин, с учетом опыта разработки месторождения Асанкеткен, для выбора способа эксплуатации скважин в период продолжения промышленной разработки рассмотрены следующие: фонтанный (для одной проектной добывающей скважины, в 3 варианте разработки) и механизированный (для существующих скважин), с использованием винтовых штанговых насосных установок (ВШНУ).

#### **Фонтанный способ эксплуатации.**

Режим эксплуатации фонтанных скважин устанавливается на основе обеспечения рационального расхода энергии пласта. Нормальная эксплуатация скважины заключается в получении максимального дебита при небольшом газовом факторе, наименьших количествах воды и песка, бесперебойном фонтанировании.

Фонтанная арматура скважины соединяется с промысловыми коммуникациями сбора пластовой жидкости с помощью манифольда, служащий для подключения к трубному и затрубному пространствам агрегатов для проведения различных операций при пуске и эксплуатации скважины.

Манифольд обеспечивает возможность подачи в скважину ингибитора, глушения с помощью продувочно-задавочной линии и продувки скважины по трубному и затрубному пространствам; проведения гидродинамических исследований; подключения насосных агрегатов на достаточном расстоянии от устья; безопасного сжигания газа и конденсата в факеле; сбора глинистого раствора и других рабочих жидкостей при освоении, глушении и интенсификации притока жидкости к забою.

Для контроля за работой скважин на устьевой обвязке смонтированы манометры в трубном, затрубном, межколонном пространстве и на выкидной линии, пробоотборные краны для отбора проб и затрубный отвод для контроля за статическим и динамическим уровнями.

Кроме того, проверяют исправность устьевого оборудования; выкидных линий; скребков, применяемых для борьбы с образованием отложений АСПО. Желательно, все ремонтные работы с образованием отложений АСПО, проводить без остановки скважины.

Режим и сроки фонтанирования скважин определены в зависимости от условий разработки залежей, а именно:

- *до момента естественного прекращения фонтанирования;*
- *при заданной величине забойного давления в скважинах равного или большего давлению насыщения.*

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого



оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчетов движения газожидкостного потока в подъемных трубах (НКТ). Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчеты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Ниже приведено согласование прогнозных показателей с минимальными забойными давлениями фонтанирования, зависящими от газосодержания и обводненности добываемой продукции.

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальные дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме).

Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированную добычу, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условии  $P_{заб} \geq P_{нас}$ ) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы «пласт-скважина», а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования.

Для расчета и обоснования предельных забойных давлений, ниже которых скважина прекращает фонтанирование и предельную обводненность, использован графоаналитический метод, основанный на определении соотношений объема свободного газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника с безводной и обводненной продукцией.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости ( $\Gamma_{эф}$ ), был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме  $R_{опт}$  ( $\Gamma_{эф} \geq R_{опт}$ ). Учитывая, условие  $P_{заб} > P_{нас}$ , то выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике на глубине  $H_{нас}$ , тогда условие фонтанирования следующее:

$$\frac{\Gamma - 10^3 * P_y * \alpha / \rho_n * (1 - \frac{nv}{100})}{2} \geq \frac{0.388 * H * (H * \rho_{жс} * g - P_{нас} + P_y)}{d^{0.5} * (P_{нас} - P_y) * \lg \frac{P_{нас}}{P_y}}$$

где:

$\Gamma$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/т;

$\alpha$  – коэффициент растворимости, МПа<sup>-1</sup>;



- $P_{нас}$  – давление насыщения, МПа;  
 $P_y$  – давление на устье, МПа;  
 $n_b$  – обводненность продукции, %;  
 $\rho_n$  – средняя плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $d$  – внутренний диаметр НКТ, м;  
 $H$  – длина газожидкостного подъемника, м.

Решая уравнение относительно  $H$ , определяем глубину ( $H_{нас}$ ), которая по расчету соответствует давлению насыщения.

При условии, что фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма  $P_{нас}$  и гидростатического давления столба жидкости от глубины  $H_{нас}$  до башмака  $H_b$ :

$$P_{заб} = P_{нас} + (H_b - H_{нас}) * \rho_{ж} * g$$

где:

$\rho_{ж}$  – плотность жидкости, г/см<sup>3</sup>.

В таблице 6.1.1 приведены средние значения параметров для расчета условий фонтанирования проектной добывающей скважины, рассмотренной для 3 варианта разработки.

**Таблица 6.1.1-Исходные параметры**

Наименование	Значения
Средняя глубина залегания, м	1290
Приведенное пластовое давление, МПа	13,7
Давление насыщения, МПа	4,6
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	0,823
Плотность дегазированной нефти, г/см <sup>3</sup>	0,853
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	22,2
Плотность пластовой воды, г/см <sup>3</sup>	1,179

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчетов движения газожидкостного потока в подъемных трубах (НКТ). Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с ее продуктивностью.

Применяемые на месторождении трубы диаметром 73 мм рациональны для обеспечения проектных дебитов, при этом подъёмник работает с минимальными гидравлическими потерями. Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм, которая спускается до интервала перфорации. Глубина спуска



насосно-компрессорных труб до интервала перфорации обеспечивает вынос песка при минимальных скоростях потока (низких дебитах) и улучшает условия фонтанирования, так как газ из пласта поступает непосредственно в подъемник, и скважина работает равномерно без пульсаций. Согласно, проведенного расчета на прочность одноступенчатой колонны из труб одинаковой прочности и толщины стенки, с учетом действующих на НКТ максимальных нагрузок, условиям эксплуатации отвечают трубы из стандартизованных сталей марки Д (ГОСТ 633-80) с пределом текучести не менее 38,0 МПа и J-55 (стандарт 5А АНИ, с наименьшим пределом текучести от 37,9 МПа). Выбранная одноступенчатая компоновка лифтовой колонны обеспечит: максимальную отдачу скважины, проведение необходимых геофизических исследований, достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций.

### ***Устьевое оборудование***

Устьевое оборудование проектной фонтанной нефтяной скважины выбирается согласно результатам опробования на стадии разведки продуктивного горизонта месторождения. Фонтанная арматура АФК-65×35 по ГОСТ 13846-2003 на рабочее давление 35,0 МПа соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении. Диаметр проходного отверстия ствола елка и боковых отводов 65 мм.

Управление запорными устройствами (задвижками) на боковых отводах ручным способом. Ствол фонтанной елки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, ручного управления. Боковые арматуры оборудуются регулируемыми штуцерами (или регулируемыми дроселями).

### ***Внутрискважинное оборудование***

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны (НКТ) диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5,5 мм и глубиной спуска – до верхних отверстий перфорации.

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- *максимальную отдачу скважины;*
- *установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;*
- *проведение необходимых геофизических исследований;*
- *достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.*



Глубина спуска насосно-компрессорных труб (до интервала перфорации) обусловлена тем, что при этом обеспечивается более полный вынос воды с забоя скважин при минимальных скоростях потока (при низких дебитах). Кроме того, при спуске НКТ до перфорации, улучшаются условия фонтанирования, так как газ из пласта поступает непосредственно в подъемник, и скважина работает равномерно без пульсаций.

### **Механизированный способ эксплуатации.**

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности. Однако для условий месторождения Асанкеткен, учитывая положительный опыт эксплуатации скважин, наиболее приемлемым являются винтовые штанговые насосные установки (ВШНУ), которые и рекомендуются для применения.

### ***Винтовые штанговые насосные установки (ВШНУ)***

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали, и винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера (каждый «подъем» или один полный оборот ротора) может создать давление приблизительно 0,35 МПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса: он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдерживать вкрапление гранул песка, а еще достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя. С учетом проведения возможных работ по термической обработке скважин с применением пара, эластомеры винтовых насосов должны подбираться исходя из возможного высокотемпературного воздействия.

Обычно роторы покрыты хромом с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что



хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

В процессе всего периода промышленной эксплуатации на месторождении Асанкеткен вся информация по эксплуатации винтовых насосов должна тщательно сохраняться (например, срок службы, причины смены, снижение эффективности работы) для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

➤ *использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующего при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов.*

➤ *использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов.*

➤ *использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае, высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.*

#### ***Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка***

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- ***Тип нефти.*** *Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к повреждению эластомера и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.*

- ***Коэффициент полезного действия насоса*** – *функция скорости утечки жидкости между полостями, а также – функция вязкости флюида. Для воды лучше*



всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мкм.

- **Дифференциальный нагрев.** Если дифференциальный нагрев является проблемой, который ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- **Содержание песка.** Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает ( $> 0,1 \%$ ) для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- **Объемная производительность.** Производительность насоса является функцией дебита добычи обобщенных флюидов скважины. В общем, общей практикой является проведение анализа выбора насоса, основываясь на ожидаемых объемах дебитов, затем выбор насоса большей производительности.

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса поступающего из пласта песка.

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

### **Мероприятия по борьбе с парафиноотложениями**

Для целей оценки мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, необходим комплексный подход, включающий в себя анализ состава и свойств добываемой продукции, способ эксплуатации и технологический режим работы добывающих скважин.

Как известно, нефть месторождения Асанкеткен является парафинистой, а содержание его в нефти изменяется в пределах 5,9-9,3 % масс., с температурой застывания – «минус» 14-15 °С. Учитывая характеристики нефти, осложнения при эксплуатации скважин, в основном, были связаны с отложениями парафина во внутрискважинном и наземном оборудовании.

Осложнения при эксплуатации скважин связанные с отложением парафинов на внутренних поверхностях НКТ и на штангах осаждаются в интервале от устья до 600-700 метров. Также отмечалось выпадение и отложение парафинов в наземных шлейфовых трубах, соединяющих устье скважины с УПН. Для борьбы с парафиноотложением



используется обработка горячей нефтью (ОГН). Диспергаторы и ингибиторы парафиноотложений не используются по ряду причин: нет эффективных химикатов для предупреждения парафиноотложений, относительная высокая стоимость продуктов и стоимость их доставки, сложность технологии применения и несовершенство скважинного оборудования для обработки забойной зоны скважины. В связи с чем, на месторождении Асанкеткен периодически проводится ОГН, с целью предотвращения парафиноотложений.

В таблице 6.2.1 представлены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.

**Таблица 6.2.1-Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин**

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность
1	На дату настоящего проектного документа	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью	2-5 скважино-операций	Один раз в 2-4 месяца
3	На период продолжения разработки	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью	2-5 скважино-операций	Один раз в 2-4 месяца
4		Ограничение водопритока	одна скважино-операция	Один раз в полугодие

### ***Мероприятия по борьбе с коррозией***

Как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Флюиды, добываемые на месторождении, можно оценить как коррозионно-агрессивные, которые в присутствии воды могут вызвать: коррозионное межкристаллитное растрескивание аустенитных и мартенситных сталей, сульфидное коррозионное растрескивание сталей под напряжением (СКРН), водородом индуцированное растрескивание (ВИР), язвенную коррозию УС под действием CO<sub>2</sub>, коррозионную эрозию, щелевую коррозию под слоями осадков механических примесей в наземном оборудовании, коррозию в застойных зонах оборудования и трубопроводов (фланцевые соединения, штуцера и др.) и т.д.

Поэтому одним из осложнений в работе скважин, возникших во время эксплуатации скважин, возможно, будет образование коррозионно-активной эмульсии, которая будет увеличиваться по мере увеличения обводненности продукции скважин.

Агрессивные пластовые воды во время эксплуатации скважин окажут негативные необратимые последствия на целостность эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ), тем самым, создадут предпосылки для аварийных ситуаций.



Для предотвращения наружной коррозии обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Для защиты внутренней поверхности обсадных колонн и НКТ от коррозии необходимо установить пакер на 10-20 метров выше верхних отверстий перфорации. Кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ заполнить ингибитором коррозии.

Также необходимо применение НКТ, выкидных линии, запорной арматуры, резервуаров системы сбора и подготовки нефти в антикоррозионном исполнении.

При использовании ингибиторов коррозии, химреагентов для предотвращения парафиновых отложений необходимо будет провести лабораторные исследования и предварительные испытания на их совместимость и эффективность.

Для обеспечения надежности эксплуатации оборудования и коммуникаций, необходимо проведение целого ряда мероприятий по защите оборудования и коммуникаций системы добычи и сбора:

- ✓ конструкция обсадных колонн скважин и колонна НКТ должны быть выполнены в антикоррозионном исполнении;
- ✓ части системы сбора необходимо снабдить устройствами по впрыскиванию ингибитора и оборудованиями по контролю за коррозионными процессами;
- ✓ устье скважин при необходимости снабжаются устройством по впрыскиванию ингибитора;
- ✓ каждая выкидная линия на концах оборудоваться камерой запуска и приема скребков;
- ✓ все подземные трубопроводы внутри и снаружи покрыть изоляционным материалом, внутреннее покрытие осуществить распылением эпоксидных материалов или им подобных - покрытие защищает сосуды от коррозии в условиях турбулентного потока;
- ✓ подземные трубопроводные коммуникации системы добычи и сбора защищаются катодной поляризацией;
- ✓ производить химическое ингибирование выкидных линий, трубопроводов системы подготовки и очистки нефти и водоснабжения;
- ✓ осуществить протекторную защиту резервуаров.

#### ***Мероприятия по борьбе с обводненностью***

Также отмечается, что добывающие скважины характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции (более 70%). Высокая обводненность продукции



скважин связана с водоплавающей залежью горизонта Ю-V, который имеет активные законтурные воды.

Распределение фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию изученности на 01.07.20204 г. представлено в разделе 3.2 настоящего проектного документа.

В процессе промышленной эксплуатации месторождения необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проведение исследования на определение места и причин обводненности. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

Ограничение притока воды к забоям добывающих скважин, является одной из важнейших проблем в системе мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений.

Основными причинами обводнения добываемой продукции являются:

- *подтягивание подошвенных вод (конусообразование);*
- *прорыв воды вследствие системы ППД;*
- *наличие заколонных перетоков из выше-, нижележащих горизонтов, которое*

*может быть вызвано плохим качеством цементирования или не герметичностью эксплуатационной колонны.*

Правильный выбор технологии, обеспечивающий максимальную ликвидацию водопроявлений, требует проведения качественного исследования ГИС и его анализа. Поэтому перед проведением изоляционных работ необходимо провести ГИС с целью определения причин обводнения, характера поступающей жидкости и изучить весь имеющийся геолого-промысловый материал.

### **6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин**

В соответствии с «Единые правила...» (17), технология системы внутрипромыслового сбора и транспорта нефти должна обеспечить требования, основными из которых являются:

- *герметизированный сбор добываемой продукции;*
- *достоверный замер дебита продукции каждой скважины и возможность проведения гидродинамических исследований;*
- *учет промысловой продукции месторождения в целом;*
- *надежность эксплуатации всех технологических звеньев.*

Сбор и транспорт нефти после ввода установки подготовки нефти (УПН) в период



промышленной добычи месторождения Асанкеткен, осуществляется по лучевой, герметизированной напорной системе: газожидкостная смесь из скважин подогревается на устье скважины в теплообменнике из двойных труб до 45 °С во избежание образования парафина в трубопроводах и по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока, регулируемого через разные штуцера и далее – поступает через групповую замерную установку типа «СПУТНИК», где ведется учет поступающей жидкости, в блочный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ-2-1.4-1600, объемом  $V = 12,5 \text{ м}^3$  под давлением 0,3 МПа, где происходит фазовая сепарация нефти от газа и воды.

Рабочая линия поступает в блочно-модульный трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом пластовой воды НГСВ-1-1.6-2000-2, объемом  $V = 25 \text{ м}^3$  под давлением 0,3 МПа, далее по основному коллектору с продукцией нефтяных скважин проходят через путевой подогреватель нефти ПП-0,63А, где нагревается до 85 °С.

Нефтяная эмульсия после НГСВ-2-1.0-2000-1 ( $V = 25 \text{ м}^3$ ), направляется под собственным давлением в емкость-отстойник, объемом  $V = 63 \text{ м}^3$ , для отстаивания воды.

После, нефть проходит через отстойник № 2 и откачивается в вертикальный резервуар РВС-1000  $\text{м}^3$ , при условии качества нефти, соответствующей товарной или на РГСН-100  $\text{м}^3$  горизонтальный.

После этого нефть откачивают при помощи насосов в автоцистерны. Для налива нефти в автоцистерны предназначена наливная эстакада, состоящая из: площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры. Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется при помощи блока для автоналива.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазового сепаратора направляется под собственным давлением на входной подогреватель жидкости ПП-0,63А косвенного нагрева, с температурой нагрева до 85 °С. Далее вода поступает на емкость РГСН-100  $\text{м}^3$ , где производится замер объема воды.

Далее, подготовленная вода закачивается в пласты через нагнетательные скважины насосами НБ-125ИЖ и Триплекс 3ДЗК.

Сепарированный газ пропускается через вертикальный газовый сепаратор для отбивки жидких фаз и, где давление газовой линии снижается до 300 мбар при помощи регулятора газа ГРПШ, далее газ, используется в качестве топлива для технологического оборудования УПН и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (дежурная горелка).

Система сбора и подготовки включает следующие основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии на опорах высотой от земли 0,7 м, с теплоизоляцией



минеральной ватой и покрытые сверху оцинкованным листом. Вдоль выкидных линий смонтирована линия горячей воды, которая доставляет горячую воду от бойлера горячей воды на устьевой теплообменник из двойных труб, где температура добытой нефтегазовой жидкости постоянно поддерживается выше температуры застывания – 36 °С, для предотвращения образования парафина в выкидных линиях;

- Автоматизированная групповая замерная установка – трехфазный сепаратор НГСВ-2-1.4-1600, объемом  $V=12,5 \text{ м}^3$ , предназначенный для автоматического периодического определения дебитов нефтяных скважин по жидкости и контроля за работой нефтяных скважин. Сепаратор оборудован счетчиками газа, нефти и воды;

- Блок дозирования химического реагента БДР типа «ОЗНА»;

- Бойлер горячей воды Egensan NAR 250 с газовой вентиляционной горелкой RS 28, мощностью 250 000 ккал/час;

- Подогреватель входной жидкости косвенного нагрева ПП-0,63А, температура нагрева продукта до 85 °С – 2 ед.;

- Подогреватель пластовой (нагнетаемой) воды косвенного нагрева ПП-0,63А, температура нагрева продукта до 85 °С – 1 ед.;

- Горизонтальный трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ-2-1.0-2000-1, объемом  $V = 25 \text{ м}^3$ ;

- Сепаратор газа ГС-1.6, рабочее давление 0,3 МПа;

- ГРПШ 0.7-У1 – шкаф для регулирования давления газа. Регулированный газ используется как топливо на газовом генераторе электричества, бойлере горячей воды и на подогревателе нефти;

- Газовые генераторы электричества «SHENGDONG» модели 260GF-PwT, мощностью 260 кВт – 2 ед. (один основной и второй – резервный), и дизель-генератор «Caterpillar 3406C» (320/400 кВт/кВА);

- Факельная газовая линия, в комплекте с конденсатосборником. Вертикальная высотная факельная установка. Предусмотрена пилотная горелка и огнепреградитель;

- Хранение жидкостей. Резервуар РВС-1000  $\text{м}^3$  с обогревом и теплоизоляцией – 1 ед., далее в зависимости от объемов добычи возможен монтаж 2-ой РВС-1000  $\text{м}^3$ . Емкости РГСН объемами 100  $\text{м}^3$  (вода) – 3 ед. и 100  $\text{м}^3$  (нефть) – 3 ед.;

- Обессоливания накопленной нефти – промывается пресной водой, для этого предусмотрена емкость РГСН-100  $\text{м}^3$  для хранения пресной воды;

- Отстойник для пластовой воды ОВ-63  $\text{м}^3$  (Отстойник ОВ-63-1.6);

- Технологические циркуляционные насосы типа КМ 66-80-170-Е – 2 ед., для перекачки нефти в РВС-1000  $\text{м}^3$ ;



- Насосы для нагнетания пластовой воды НБ-125 и Триплекс 3D3К;
- Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 (953.00.00.00.00-02/196.03.00.00) – 2 ед.;
- Емкость для хранения дизельного топлива для электрогенераторов, объемом  $V = 25 \text{ м}^3$ ;
- Подземная дренажная емкость для опорожнения основного технологического оборудования, с погружным насосом ЕП-5-2000-1-2, объемом  $V = 5 \text{ м}^3$  – 2 ед.;

Технологическая схема установки подготовки нефти месторождения Асанкеткен представлены схематически на рисунке 6.3.1.



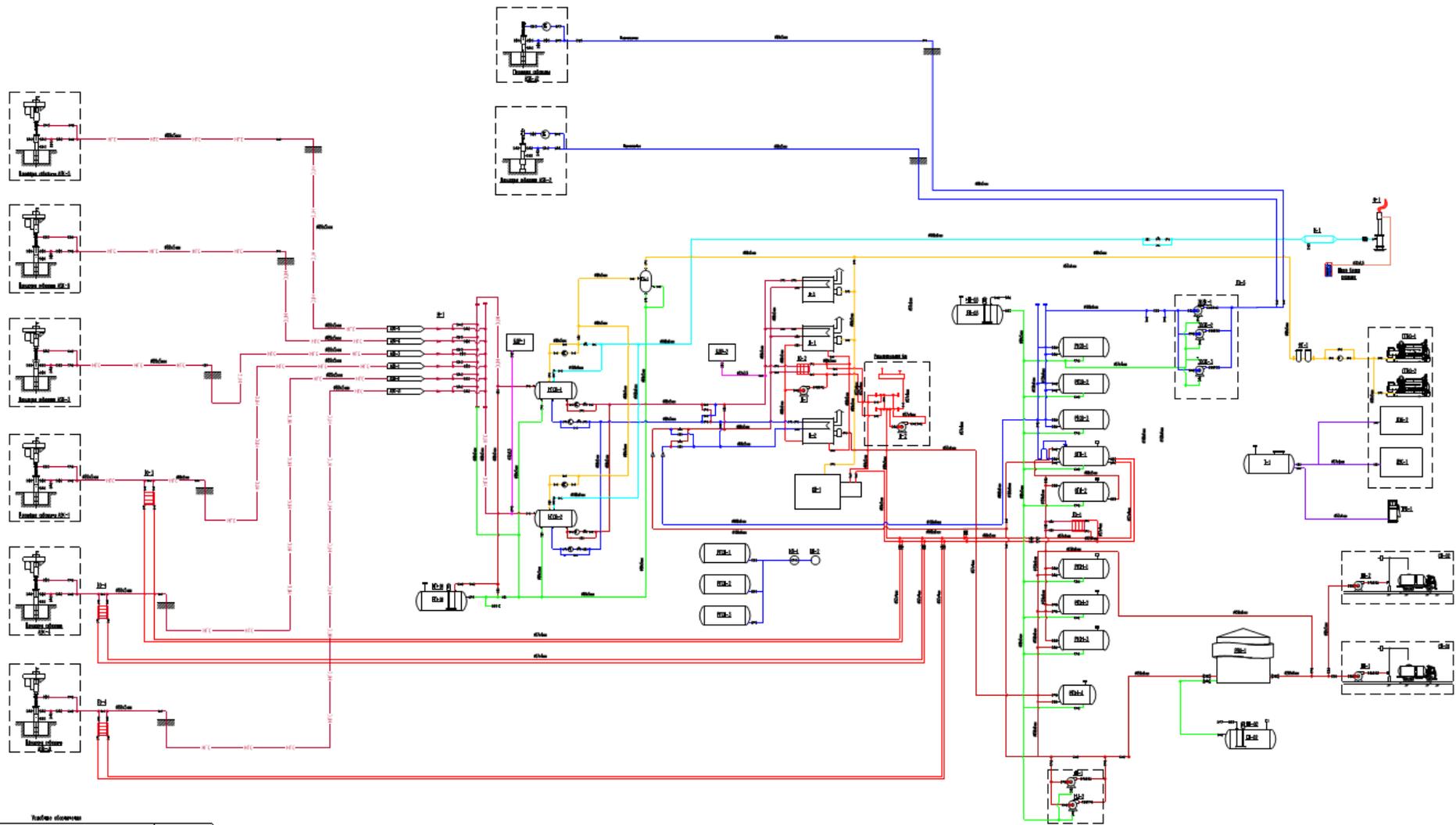


Рисунок 6.3.1-Технологическая схема установки подготовки нефти месторождения Асанкеткен



#### **6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа**

В 2023 г. разработана «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2024 г.» (14), которая была утверждена РГ МЭ Республики Казахстан (протокол № 2.2 от «08» декабря 2023 г.).

Согласно вышеназванной программе, при объеме добычи газа на 0,487517 млн.м<sup>3</sup>, объем газа, используемый на собственные технологические нужды промысла, составил 0,476537 млн.м<sup>3</sup>, т.е. утилизация 97,74 %. При этом, технологически неизбежное сжигание газа на дежурной горелке предусматривалось в объеме 0,010980 млн.м<sup>3</sup>.

Компетентным органом выдано разрешение (№ KZ10VPC00022001 от «22» декабря 2023 г.) на сжигание в факелах сырого газа по месторождению Асанкеткен на период с «01» января по «31» декабря 2024 г., в объеме 0,010980 млн.м<sup>3</sup>.

Вместе с тем, после согласования настоящего дополнения к проектному документу на промышленную разработку месторождения Асанкеткен в ЦКРР МЭ Республики Казахстан, недропользователь обязан разработать и утвердить «Программу развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2025-2027 гг.» для дальнейшего получения экологического разрешения.

В рамках настоящего раздела представлен ориентировочный баланс сырого газа по месторождению Асанкеткен, рассчитанный согласно рекомендуемым к согласованию проектным технологическим показателям разработки, на ближайшие 2024-2027 гг. промышленной добычи (таблица 6.4.1).

Так, источниками потребления сырого газа для собственных нужд промысла в технологической цепочке добычи и подготовки продукции на месторождении Асанкеткен являются:

- *путевой подогреватель типа ПП-0,63А, в количестве 1 ед.;*
- *газопоршневые электрические станции (ГПЭС), мощностями по 260 кВт каждая, в количестве 2 ед.*

Ввиду того, что ввод в эксплуатацию нового газопотребляющего оборудования в ближайшее время не планируется, технологически неизбежное сжигание газа на пуско-наладочные работы оборудования не предусматриваются.

Ежегодно на месторождении предусматриваются планово-профилактические работы (ППР) по техническому обслуживанию оборудования, на время которых подключаются резервные оборудования, ввиду чего сжигание газа при ППР также не предусматривается.

Для обеспечения безопасной эксплуатации факельной системы на месторождении предусмотрена их эксплуатация в дежурном режиме, с расходом 1,25 м<sup>3</sup>/час.



Таблица 6.4.1-Баланс сырого газа по месторождению Асанкеткен на 2024-2027 гг.

Наименование показателей	Годы			
	2024	2025	2026	2027
Добыча сырого газа, м <sup>3</sup>	522 000	463 000	469 000	410 000
- потери газа, м <sup>3</sup>	3 541,25	3 140,99	3 181,70	2 781,44
Добыча сырого газа (с учетом потерь), м <sup>3</sup>	518 459	459 859	465 818	407 219
Расход сырого газа на собственные технологические нужды промысла, м <sup>3</sup>	507 478	448 909	454 868	396 238
- ПП-0,63А	353 878	333 709	339 668	338 638
- ГПЭС № 1	76 800	57 600	57 600	57 600
- ГПЭС № 2	76 800	57 600	57 600	0
Расход сырого газа при пуско-наладочных работах (V <sub>6</sub> ), м <sup>3</sup>	0	0	0	0
- не предусмотрено	0	0	0	0
Расход сырого газа при эксплуатации оборудования (V <sub>7</sub> ), м <sup>3</sup>	10 980	10 950	10 950	10 980
Для поддержания дежурной горелки	10 980	10 950	10 950	10 980
Расход сырого газа при планово-профилактических работах (V <sub>8</sub> ), м <sup>3</sup>	0	0	0	0
- не предусмотрено	0	0	0	0
Расход сырого газа при технологических сбоях оборудования (V <sub>9</sub> ), м <sup>3</sup>	0	0	0	0
Утилизация сырого газа, %	97,9	97,6	97,6	97,3

### 6.5. Рекомендации к системе поддержания пластового давления, качеству используемого агента

В настоящее время, как известно, на месторождении Асанкеткен осуществляется поддержание пластового давления путем закачки попутно добываемой воды через нагнетательные скважины АСК-2 и АСК-Ю2, текущая приемистость которых составляет 324,1 м<sup>3</sup>/сут и 326,1 м<sup>3</sup>/сут соответственно.

На месторождении Асанкеткен технологическая схема системы поддержания пластового давления организована следующим образом: отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазового сепаратора направляется под собственным давлением в отстойник воды объемом  $V = 25 \text{ м}^3$ , и в процессе отстоя происходит сбор нефти с поверхности воды.

Далее вода хранится в емкостях РГСН-100 м<sup>3</sup>, где производится замер объема воды и производится закачка воды в продуктивные пласты при помощи насосов типа НБ-125 ИЖ и Триплекс 3ДЗК.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в призабойной зоне



нагнетательных скважин, согласно требованиям СТ РК 1662-2007, которые приведены в разделе 3.4.



## **7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**

### **7.1. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ**

#### **7.1.1. Рекомендации к конструкциям скважин**

На месторождении Асанкеткен в период продолжения промышленной разработки, согласно рекомендуемому 2 варианту разработки, бурение проектных эксплуатационных скважин не предусматривается.

Однако для доразведки месторождения Асанкеткен предусматривается бурение двух проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта ранее пробуренных скважин на месторождении Асанкеткен и в соответствии с «Едиными правилами...» (17), «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматривается следующая проектная конструкция скважин:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 444,5 мм, спускается колонна диаметром 339,7 мм на глубину 30 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под направление и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 311,1 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 400 м.** Кондуктор устанавливается для



перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 177,8 мм на глубину 1400/1600 м (± 250 м).** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Глубина разбуривания под эксплуатационную колонну зависит от профиля проектной оценочной скважины: в случае вертикального, глубина составит 1400 м, а при наклонно-направленного – 1600 м. При этом конструкция, как показывает опыт бурения таких скважин на месторождении Асанкеткен, остается одинаковой.

Рекомендуемая конструкция проектных скважин приведена в таблице 7.1.1.

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типе и компонентном составе бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения для каждой конкретной скважины будут приняты при разработке технических проектов на строительство наклонно-направленных скважин.

Для герметизации устья скважины и предотвращения водонефтегазопроявлений предусматривается установить превентор под кондуктор: ОПЗ-210-80/210 (или аналоги).

После спуска эксплуатационной колонны на устье устанавливается колонная головка АФК3-65-210 для обвязки эксплуатационной колонны и кондуктора (таблица 7.1.2).

**Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция проектных оценочных скважин**

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента за колонной
	Долота	Колонны		
Направление	444,5	339,7	30	до устья
Кондуктор	311,1	244,5	400	до устья
Эксплуатационная	215,9	177,8	1400-1600	до устья

**Таблица 7.1.2-Оборудование устья скважин**

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
Кондуктор ОПЗ 210-80/210	35	1	<b>339,7</b>
Колонная головка ОКК1	21	1	<b>244,5</b>
Фонтанная арматура АФК1-65-210	21	1	<b>177,8</b>



### **7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин**

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных скважин (таблица 7.1.3).

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

#### Подготовка ствола скважины:

- *шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;*
- *применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;*
- *обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.*

#### **Технологическая оснастка обсадных колонн:**

- *применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;*
- *уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.*

#### **Технология и способ цементирования обсадных колонн:**

- *использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;*
- *расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;*
- *использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.*

#### **Тампонажные растворы и материалы:**

- *использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-CC-100;*



- учитывая ожидаемый высокий газовый фактор, в качестве основного тампонажного материала по сравнению с используемой прежде ступенчатым способом, а так же со смесью тампонажного и облегченного цемента предлагается новая рецептура, обеспечивающая подъем на требуемую высоту цементный раствор облегченный тампонажный раствор плотностью  $\rho = 1500 \text{ кг/м}^3$ , состоящей из сухой смеси из тампонажного портландцемента и микросфер, который обладает оптимальным соотношением компонентов, лучшими свойствами, чем использовались прежде, а именно, характеризуется отсутствием водоотделения тампонажного раствора, с хорошими сцеплениями цементного камня с горной породой и с телом обсадных труб, а сформированный из него цементный камень имеет повышенную (в 1,2 раза) прочность сцепления с колонной. Приготовление образцов тампонажной смеси, определение плотности и водоотделения тампонажного раствора, прочности цементного камня производится в соответствии с ГОСТ 26798.0-26798.2-96;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин, и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.



**Таблица 7.1.3-Рекомендации по цементированию обсадных колонн**

Показатели	Кондуктор 244,5 мм x 400 м		Эксплуатационная колонна 177,8 мм x 1500/1600 м	
	И	II	И	II
Высота подъема цемента	до устья	на 50-70 м выше башмака	до устья	на 100 м выше башмака предыдущей колонны
Тип цемента	ПЦТ-1-G-CC-1 или G (тип HSR)		ПЦТ-1-G-CC-1 или G (тип HSR)	
Плотность цементного раствора, г/см <sup>3</sup>	1,50-1,55	1,89-1,90	1,55-1,65	1,90-1,92
Прочность при сжатии через 24 ч, МПа	3,5	17,0	3,5	17,0
Водоотделение, %	< 1	< 1	< 1	0
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин (по API 10RP)	не регламентируется	не регламентируется	< 500	< 150
Добавки	облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель	ускоритель схватывания, пеногаситель	облегчающая добавка, понижитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	соль (NaCl/ KCl), понижитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	Техническая вода, ПАВ		Техническая вода, буферный материал, ПАВ	



### **7.1.3. Требования к производству буровых работ**

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 250 тонн, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

В качестве буровой установки рекомендуется использовать ZJ-30 (либо аналоги).

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслонаполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

Отбор керна осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации должны выполняться следующие мероприятия: строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины; создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.



## **7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

### **7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии**

Требования к буровым растворам разработаны с учетом геологической информации по месторождению Асанкеткен.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- *осыпи стенок скважины;*
- *сужение ствола скважины;*
- *кавернообразование;*
- *прихватоопасность;*
- *нефтегазопроявления;*
- *желобообразование.*

При бурении ствола под эксплуатационную колонну весь вскрываемый разрез скважины имеет высокое содержание высококоллоидальных легкодиспергирующихся глин и аргиллитов (до 45 %), склонных к набуханию и, как результат, сужение ствола скважины и осыпи стенок скважины, что приводит к увеличению кавернозности ствола и прихватоопасности колонн при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей. Велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин. При вскрытии продуктивных пластов необходимо предусмотреть ввод в буровой раствор поглотителя или нейтрализатора CO<sub>2</sub>.

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

- *низкое содержание в них твердой фазы;*



- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта, (при необходимости), в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты;
- в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент во избежание загрязнения коллектора.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы, (особенно в кавернозной части ствола), прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 2-3 м<sup>3</sup>.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

### **7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии**

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

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей (CaCO<sub>3</sub>, KCl, K<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.



Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Так как флюиды продуктивных пластов содержат  $\text{CO}_2$ , необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит кольматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы закольматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-17 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы фирмы «Бекер Атлас» зарядами типа ТСП «Predator» 4 ½”, с количеством отверстий 16-17 на 1 погонный метр, прошедшие апробацию и показавшие хорошие результаты не только на месторождениях стран дальнего зарубежья, но, и на самом месторождении Асанкеткен.

Достоинствами перфорационных систем ТСП «Predator» 4 ½” являются:

- глубина проникновения зарядов составляет от 1.2 до 3 м, в зависимости от условия залегания коллектора, и как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;

- интервал перфорации превышает 5 м, что значительно уменьшает время спуско-



*подъемных операций;*

*- проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.*

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

*- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;*

*- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;*

*- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.*

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-22 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

*- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;*

*- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;*



- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.



## **8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**

Месторождение Асанкеткен открыто скважиной АСК-1, пробуренной в 2011 г., в которой при опробовании интервала 1294,0-1297,0 м, приуроченного к среднеюрским отложениям (горизонт Ю-V), был получен приток нефти дебитом до 5,5 м<sup>3</sup>/сут.

В рамках настоящего Дополнения к проектному документу обосновано выделение одного эксплуатационного объекта, как и в предыдущих проектных работах (11, 13), в котором сосредоточены все запасы УВС промышленной категории В+С<sub>1</sub> месторождения:

- **I-й эксплуатационный объект** – залежи горизонтов Ю-IV «Б» и Ю-V.

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Асанкеткен, которые отличаются между собой реализацией геолого-технических мероприятий по дострелам интервалов и вводу скважин из бурения.

Проведенные результаты технико-экономической оценки рассмотренных трех вариантов разработки позволили **рекомендовать для практического продолжения реализации на месторождении Асанкеткен 2 вариант разработки**, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки.

По **рекомендуемому 2 варианту разработки** будет достигнута нефтеотдача 42,3 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 435,4 тыс.т, а рентабельный период разработки (10 лет) – 2024-2033 гг.

По установленным залежам, в целом по месторождению Асанкеткен соотношение начальных извлекаемых запасов нефти промышленной категории (В+С<sub>1</sub>) к предварительно оцененной (С<sub>2</sub>) составляет 97,9 % к 2,1 %.

Ниже приведено краткое описание основных положений рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта месторождения Асанкеткен.

**Вариант 2 (рекомендуемый).** В варианте предусмотрено продолжение разработки месторождения при сложившейся системе разработки, без дополнительного ввода скважин из бурения, так как принятые решения основного проектного документа (11) реализованы в полном объеме. Однако дополнительно предусматривается произвести дострел перспективных интервалов в скважинах АСК-3 (в 2026 г.) и АСК-6 (в 2025 г.).

Фонд скважин составляет 8 ед., из которых: 6 ед. добывающие и 2 ед. – нагнетательные.

Как показывают результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, а также результаты замеров статических и динамических уровней, наблюдается проявление упруговодонапорного режима работы залежей, за счет активности



законтурной водоносной области. Так, текущее пластовое давление по эксплуатационному объекту и забойные давления в скважинах остаются стабильными на протяжении всего периода промышленной разработки и превышают давление насыщения нефти газом. Поэтому при дальнейшей разработке месторождения рекомендуется поддерживать текущие режимы работы скважин, не снижая забойные давления ниже давления насыщения нефти газом, при этом рекомендуется на скважинах подобрать оптимальные режимы, основываясь на результаты проводимых исследований методом установившихся отборов (уровней).

Режимы работы нагнетательных скважин рекомендуется поддерживать на уровне текущих: устьевые давления нагнетания 6,0-6,4 МПа. Весь объем добытой попутной воды после подготовки и доведения до требуемой кондиции обратно закачивается в продуктивные пласты Ю-V горизонта.

Дебиты скважин по нефти приняты на уровне текущих по переходящим скважинам и изменяются в пределах 1,0-21,5 т/сут.

В таблице 8.1.1 представлено обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ **по рекомендуемому 2 варианту разработки** эксплуатационного объекта месторождения Асанкеткен.



Таблица 8.1.1-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по эксплуатационному объекту месторождения Асанкеткен

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	20,2	17,9	18,1	15,8	12,8	10,2	8,2	6,8	5,8	4,8
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	20,2	17,9	18,1	15,8	12,8	10,2	8,2	6,8	5,8	4,8
1.2	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	20,2	17,9	18,1	15,8	12,8	10,2	8,2	6,8	5,8	4,8
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	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
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	17,3	20,2	17,9	18,1	15,8	12,8	10,2	8,2	6,8	5,8
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	17,3	20,2	17,9	18,1	15,8	12,8	10,2	8,2	6,8	5,8
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	20,2	17,9	18,1	15,8	12,8	10,2	8,2	6,8	5,8	4,8
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	2,9	-2,3	0,3	-2,3	-3,0	-2,5	-2,0	-1,5	-1,0	-1,0
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	16,6	-11,5	1,5	-12,7	-19,2	-19,9	-19,7	-17,9	-14,1	-16,9
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	182,0	164,1	165,0	160,9	157,2	155,2	152,5	150,5	147,5	145,2
25.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	93,5	94,3	94,3	94,9	95,8	96,6	97,2	97,7	98,0	98,3
26.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,9	9,3	9,5	8,3	6,7	5,3	4,3	3,5	3,0	2,5
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	359,2	371,0	372,8	365,9	360,8	359,1	355,3	352,1	346,2	341,9
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	308,2	314,5	316,2	308,4	302,1	297,4	292,3	288,3	283,4	278,2
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2925,2	3239,7	3555,9	3864,3	4166,4	4463,8	4756,1	5044,4	5327,8	5606,0
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	334,8	352,7	370,8	386,6	399,4	409,7	417,9	424,7	430,5	435,3
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,325	0,343	0,360	0,376	0,388	0,398	0,406	0,413	0,418	0,423
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	76,9	81,0	85,2	88,8	91,8	94,1	96,0	97,6	98,9	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,6	4,1	4,2	3,6	2,9	2,4	1,9	1,6	1,3	1,1
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	16,7	17,8	21,9	24,5	26,3	28,6	32,1	38,9	54,6	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м <sup>3</sup>	249,8	257,3	258,5	253,8	250,9	249,0	246,4	244,2	240,8	237,1
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м <sup>3</sup>	2184,2	2441,5	2700,0	2953,7	3204,7	3453,7	3700,1	3944,3	4185,0	4422,1
38	Компенсация отбора текущая, %	91	92	92	93	94	95	96	97	97	97
39	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,522	0,463	0,469	0,410	0,331	0,265	0,213	0,175	0,150	0,125
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>	8,557	9,020	9,489	9,899	10,230	10,495	10,709	10,883	11,034	11,159



## **9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Эффективность контроля за процессом пробной эксплуатации зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, техническом состоянии скважин и т.д. В связи с этим, для получения более полной информации, в данном проекте предусмотрен комплекс необходимого объема исследовательских работ.

Получение такой информации обеспечивается качественным выполнением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с промысловыми данными и результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

В таблице 9.1.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на месторождении Асанкеткен.

### **9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин**

Бурение эксплуатационных скважин, согласно рекомендуемого варианта разработки на месторождении Асанкеткен не предусматривается, однако для доразведки месторождения рекомендовано бурение двух проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8 и поэтому в процессе бурения вышеперечисленных скважин промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

1. В открытом стволе, после окончания проводки скважины;
2. В эксплуатационных скважинах – исследования по контролю за разработкой.

#### Исследования в открытом стволе.

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500: запись кажущегося сопротивления КС; боковой каротаж (БК); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя: запись кажущегося сопротивления (КС); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность



(ГК); нейтронный каротаж (НК); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнить инклинометрию.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

#### Исследования в эксплуатационной скважине

После бурения проектных оценочных скважин основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС) за разработкой являются: изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль за текущим положением водонефтяного контакта; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит: гамма-каротаж (ГК) – для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатор муфт (ЛМ); механическую ((РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии – для определения профиля притока пластового флюида; влагометрию (ВГД) – для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины; плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) – для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты – газ, нефть, вода.

В скважинах, расположенных вблизи ВНК, в комплекс следует включить резистивиметрию для обнаружения начальных признаков обводнения.

В каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Единые правила...» (17) первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважин, изменений состава добываемого флюида.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ,



исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

ГИС в проектных оценочных скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

## **9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды**

Как известно, по месторождению Асанкеткен было отобрано 5 глубинных проб нефти из скважин АСК-Ю1, АСК-1 и АСК-3, из которых лабораторным исследованиям подверглись три пробы.

В настоящее время все эксплуатационные скважины характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции, что осложняет отбор качественных и кондиционных проб. Напомним, что из скважины АСК-3 в ноябре 2023 г. были отобраны пробы нефти из глубины 1000 м, а в октябре 2023 г. из скважины АСК-6 были отобраны пробы нефти и газа из сепаратора, для проведения исследований методом рекомбинации.

Как показали результаты исследований проб нефти, отобранных из скважин АСК-3 и АСК-6, давление насыщения нефти газом и газосодержание оказались гораздо ниже, чем были приняты ранее на этапе разведки месторождения и характеризуют пластовую нефть при текущих условиях эксплуатации месторождения. Как известно из предыдущих глав, по результатам проводимых гидродинамических исследований скважин наблюдается проявление упруговодонапорного режима работы залежей, т.е. текущие пластовые давления изменились относительно начального на незначительную величину, а пластовые и забойные давления в эксплуатационных добывающих скважинах оставались на протяжении всего периода разработки выше уровня давления насыщения нефти газом, т.е. разгазирование пластовой нефти как в продуктивных пластах, так и в призабойных зонах не происходило, а, следовательно, свойства нефти в пластовых условиях должны оставаться на уровне начального.

Поэтому, учитывая вышеизложенное, а также сложность отбора качественных и кондиционных глубинных проб нефти, недропользователю рекомендуется осуществлять контроль за свойствами пластовой нефти в эксплуатационных скважинах по мере



возможности, с периодичностью не менее одного раза в два года.

Лабораторные исследования методом рекомбинирования проб нефти и газа рекомендуется продолжить с периодичностью один раз в год не менее в  $\frac{1}{2}$  фонда добывающих скважин. При лабораторных исследованиях, в процессе растворения газа в нефти, необходимо придерживаться текущих термобарических условий пласта в конкретной скважине, из которого были отобраны пробы на поверхности.

В проектируемых оценочных скважинах АСК-7 и АСК-8, при получении притоков нефти при опробовании перспективных интервалов, отбор и исследование не менее 3-х глубинных проб нефти из каждой скважины является обязательным условием.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- *оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;*
- *предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;*
- *остановка скважины на восстановление пластового давления;*
- *замер пластового давления и пластовой температуры;*
- *пуск скважины на минимальном режиме;*
- *отбор не менее трех проб пластовой нефти.*

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

По отобраным пробам рекомендуется выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме



того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Вместе с тем, во всех действующих добывающих, а также проектируемых оценочных скважинах рекомендуется продолжить отбор и исследование не менее 3-х устьевых проб нефти из каждой скважины, с периодичностью один раз в год.

Продукция всех скважин характеризуется высокой обводненностью, в связи с чем необходимо вести контроль за физико-химическими свойствами и микробиологическим составом пластовых вод с периодичностью не менее одного раза в год из каждой скважины.

Контроль за свойствами и составом пластовой воды необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

➤ *физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав ( $Cl^-$ ,  $SO_4^{2-}$ ,  $HCO_3^-$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Na^+ + K^+$ ), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;*

➤ *микробиологический анализ – определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.*

### **9.3. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов**

Как известно, весь действующий фонд добывающих скважин месторождения эксплуатируется механизированным способом добычи, что осложняет проведение прямых замеров давлений в статическом и динамическом режимах работы скважин.

Поэтому для контроля за энергетическим состоянием пластов и скважин недропользователем проводятся наблюдения за статическими и динамическими уровнями в скважинах, по результатам которых рассчитываются пластовые и забойные давления. Результаты таких исследований имеют ряд недостатков и погрешностей, но позволяют косвенно судить об энергетической характеристике системы в целом. Вместе с тем, следует отметить, что результаты прямых замеров пластовых давлений при ГДИ методом регистрации кривой восстановления давления (КВД) в скважине АСК-3, а также методом восстановления уровня (КВУ) в скважине АСК-6, проведенных в 2023-2024 гг., подтверждают результаты, полученные в остальных скважинах расчетным способом.

Также недропользователем проводятся режимные исследования при различных оборотах винтового насоса, в процессе которого по скважинам замеряются дебиты нефти, газа и обводненности, а также отбиваются динамические уровни, по результатам которых



на скважинах подбираются оптимальные режимы работы.

Как показал представленный в предыдущих главах анализ, периодичность проводимых исследований скважин на месторождении не высокая и недропользователю рекомендуется ее усилить и увеличить.

Так, периодичность исследований МУО/МУУ рекомендуется выполнять по всему действующему добывающему фонду скважин перед и после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) по обработке ПЗС, оптимизации режимов работы скважин и т.д. Периодичность замеров давлений на поздней стадии разработки должна составлять не менее 2-х раз в год по всем скважинам эксплуатационного фонда, а замеры статических и динамических уровней – не менее 1-го раза в месяц по каждой скважине.

Аналогичные режимные исследования МУЗ, а также КПД/КПУ должны проводиться и по нагнетательным скважинам с такой же периодичностью, как и в добывающих скважинах.

В проектных оценочных скважинах АСК-7 и АСК-8, при получении притоков нефти при испытании перспективных интервалов также рекомендуется провести разовые гидродинамические исследования: при получении фонтанного притока следует провести исследования МУО (не менее 3-х режимов на различных штуцерах), с регистрацией КВД при окончании, а при механизированном способе освоения – исследования МУУ (не менее 3-х режимов на различных оборотах насоса), с последующей регистрацией КВУ.

Метод установившихся отборов/уровней (МУО/МУУ) позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины и оптимальный режим работы скважины. По результатам исследования скважин методом восстановления давления/уровня (КВД/КВУ) определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях.

Согласно «Единые правила...» (17), в обязательный комплекс промысловых измерений входят: замеры промыслового газового фактора и определение обводненности продукции скважин.

При разработке эксплуатационного объекта месторождения Асанкеткен не прогнозируется снижение пластового и забойного давления ниже давления насыщения нефти газом и поэтому тестовые замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в год. В случае, если пластовое и забойное давления будут ниже давления насыщения нефти газом, периодичность следует увеличить до одного раза в



месяц.

Замеры обводненности скважин, с учетом текущего состояния, рекомендуется осуществлять с периодичностью 4-5 раз в месяц.

Замеры дебита скважины по нефти, жидкости, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежедневно.

Согласно рекомендациям п. 105 «Единые правила...» (17), рекомендуется проведение специальных режимных исследований скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. При этом, исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом режиме (не менее трех режимов) не менее 30-45 суток, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом, а при последующих – ниже.

**Таблица 9.1.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ**

№.№ п/п	Виды исследований	Периодичность
<b>1. Геофизические исследования</b>		
1.1	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT)	Разовые исследования в проектных оценочных 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 в проектных оценочных скважинах
1.3	Определение положения флюидных контактов и коллекторских свойств пластов-коллекторов RCI / MDT	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах
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), расходомерия, влагометрия, барометрия, резистивиметрия	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах
1.5	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах. В эксплуатационных скважинах в процессе эксплуатации – по мере необходимости
<b>2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды</b>		
2.1	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в два года
2.2	Отбор и исследование поверхностных проб нефти и газа	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год



**Продолжение таблицы 9.1.1**

1	2	3
2.3	Отбор и исследование проб пластовой воды	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.4	Определение источников обводненности	Во всех действующих скважинах – при резком изменении обводненности
<b>3. Гидродинамические и промысловые исследования</b>		
3.1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
3.2	Определение обводненности добываемой продукции	По действующему фонду добывающих скважин – не менее 4-5 раз в месяц
3.3	Определение газового фактора	При $P_{пл}$ и $P_{заб} > P_{нас}$ – раз в год и при $P_{пл}$ и $P_{заб} < P_{нас}$ – ежемесячно
3.4	Определение пластового давления (статического уровня) и температуры	Замер пластового давления по эксплуатационному фонду скважин – не менее двух раз в год, замеры статических уровней – не менее одного раза в месяц
3.5	Определение забойного давления (динамического уровня)	Замер забойного давления по эксплуатационному фонду скважин – не менее двух раз в год, замеры статических уровней – не менее одного раза в месяц
3.6	Исследования МУО (не менее 3-х режимов)	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах. По эксплуатационному фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.7	Исследования методом КВД/КВУ и КПД/КПУ	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах. По эксплуатационному фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.8	Специальные режимные исследования по определению изменения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, согласно рекомендациям «Единые правила...»	В одной добывающей скважине, не менее чем на 3-х режимах, с продолжительностью не менее 30-45 суток



## **10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Сущность проблемы охраны недр и окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном проведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Охрана и рациональное использование природных ресурсов в условиях высоких темпов развития производства является одной из важнейших социальных и экономических задач.

Промышленность, связанная с добычей и подготовкой нефти, относится к числу основных отраслей – загрязнителей. Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы, атмосферы, земельных ресурсов и недр. Различные по химическому составу твердые отходы, а также сточные воды, образующиеся при нефтедобыче, загрязняя почвогрунты, поверхностные и грунтовые воды, ухудшают их санитарно-гигиеническое состояние и снижают биологическую продуктивность.

В связи с этим необходимы особые меры по охране недр и окружающей среды.

Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на другие объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностные и подземные воды, почвенные и земельные ресурсы, флору и фауну, и социально-экономические аспекты, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разрабатываемого месторождения.

Данным разделом предусмотрены мероприятия, снижающие в процессе разработки месторождения Асанкеткен, загрязнение водных ресурсов, атмосферного воздуха, почв, растительного и животного мира.

Добыча нефти и газа по воздействию на природные комплексы относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности. Влияние её сказывается на компонентах природной среды – атмосферном воздухе, рельефе местности, подземных и поверхностных водах, животном мире, растительности, почве и, в конечном итоге, на человеке.

### **10.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Асанкеткен являются технологическое оборудование, системы и сооружения основного и вспомогательного производств, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции (углеводородного сырья).



Учитывая продолжительность ведения работ, площадь воздействия, расположение источников воздействия на атмосферный воздух, отсутствие крупных источников загрязнения атмосферы, способность атмосферы к самоочищению при незначительном вкладе в загрязнение от объектов воздействия, качество атмосферного воздуха, практически, сохранится на прежнем уровне.

***Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха в процессе разработки месторождения являются:***

- *использование современных новых технологий, а также современного нефтяного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;*

- *обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;*
- *проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;*
- *усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;*
- *временное прекращение плановых ремонтов, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;*

- *своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и трубопроводов;*

- *герметизированная система сбора и подготовки газа с технологическим режимом по нормам проектирования, с целью уменьшения объема выбросов вредных веществ в атмосферу при возможных авариях;*

- *эксплуатация аппаратов, работающих под давлением, должна производиться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;*

- *при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности;*

- *проведение мониторинговых исследований за состоянием атмосферного воздуха.*

## **10.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов**

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе разработки месторождения Асанкеткен, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия планируемых работ на компоненты окружающей среды:



- *производственные процессы исключают какие-либо стоки с площадок технологических сооружений на рельеф;*
- *обвалование технологических площадок, исключаящее разлив нефтепродуктов на рельеф;*
- *внедрение системы автоматики и телемеханики, обеспечивающих работу системы сбора и транспорта углеводородного сырья в безаварийном режиме;*
- *обеспечение регулярного режима наблюдений за уровнем и качеством грунтовых вод на месторождении.*

Мероприятия по снижению воздействия на подземные воды условно можно разделить на две группы: общие меры и мероприятия по защите непосредственно грунтовых вод. Они в свою очередь делятся на технические и технологические меры для первой группы и профилактические и специальные для второй группы.

***К профилактическим мероприятиям относятся:***

- *выбор такого местоположения загрязняющего объекта, при котором его отрицательное воздействие на окружающую среду и грунтовые воды, в частности, будет минимальным;*
- *оценка воздействия проектируемого объекта на грунтовые воды и окружающую среду;*
- *изучение защищенности грунтовых вод;*
- *систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;*
- *выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения грунтовых вод.*

***К специальным мероприятиям относятся:***

- *ликвидация областей загрязнения подземных вод путем откачки их из центра области загрязнения;*
- *откачку загрязненных подземных вод для локализации области загрязнения и недопущения дальнейшего распространения загрязняющих веществ по водоносному горизонту.*

Осуществление специальных защитных мероприятий требует больших материальных затрат и зачастую сопряжено со значительными техническими трудностями. Особенно сложным является сброс больших количеств откачиваемых загрязненных подземных вод. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.



### **10.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира**

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова при разработке месторождения необходимо:

- *систематизировать движение наземных видов транспорта;*
- *движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;*
- *производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах;*
- *до минимума сократить объемы земляных работ по срезке или выравниванию рельефа;*
- *бережно относиться и сохранять растительность;*
- *разработать и строго выполнять мероприятия по сохранению почвенных покровов, исключению эрозионных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта.*

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан запланированы:

- *инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и на специально оборудованных площадках;*
- *контроль выполнения запланированных мероприятий;*
- *обучение работающего персонала экологически безопасным методам ведения работ.*

Для объективной оценки влияния загрязнения на почвы необходимо учитывать их устойчивость к загрязнению. Степень устойчивости почвы к химическим загрязняющим веществам оценивают по отношению к конкретному химическому загрязняющему веществу. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы данной территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью. К местам повышенного риска загрязнения почвенного покрова месторождения относятся участки, непосредственно прилегающие к площадкам скважин и местам транспортировки в пределах месторождения.

Программой производственного мониторинга на месторождении предусматривается система наблюдений за почвами месторождения, которая заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному



нарушению на предмет определения их загрязнения нефтью, химическими реагентами, солями, тяжелыми металлами и т.д.

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории месторождения запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения по обустройству месторождения принять с учетом требований Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины, исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при разработке месторождения намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- поддержание в чистоте территории площадок и прилегающих площадей;
- исключение проливов нефти и нефтепродуктов, своевременная их ликвидация;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.



- *организация и проведение мониторинговых работ.*

#### **10.4. Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов**

Процесс разработки месторождения Асанкеткен сопровождается образованием различных видов отходов, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды. Для минимизации воздействия влияния отходов на процесс жизнедеятельности окружающей среды необходима четко работающая схема сбора, хранения и утилизации отходов производства и потребления с учетом всех современных средств и технологий в этой области.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов разработаны организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления.

***Основными мероприятиями по уменьшению влияния отходов производства на окружающую среду являются:***

- *содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;*
- *совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;*
- *осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты;*
- *разработка методов нейтрализации парящих отходов;*
- *исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;*
- *предотвращение смешивания различных видов отходов;*
- *организация максимально возможного вторичного использования отходов по прямому назначению и других целей;*
- *снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;*
- *сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;*

Суммарное воздействие всех отходов, так или иначе, затрагивает все компоненты окружающей природной среды.



### **10.5. Охрана недр**

В целях наиболее организованного подхода к проведению мероприятий по охране недр деятельность нефтегазового предприятия по недропользованию должна проводиться в рамках директивных документов и нормативных требований, в соответствии с законами Республики Казахстан о недрах и по согласованию с местными и республиканскими недроохранными и природоохранными контролирующими органами.

Мероприятия по охране недр должны быть, прежде всего, направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

***Мероприятия по охране недр в процессе разработки месторождения предусматривают:***

- *геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;*
  - *рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;*
  - *полное извлечение нефти и газа;*
  - *защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;*
  - *предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;*
  - *учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;*
  - *осуществления технических решений по предотвращению потерь нефти вследствие нарушений технологии разработки и эксплуатации нефтяных скважин, приводящих к обводнению и дегазации скважин;*
  - *предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;*
  - *изоляцию пробуренных нефтяных, газовых скважин;*
  - *герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;*
  - *правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.*
- Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:
- *сохранение земной поверхности;*
  - *предотвращение техногенного опустынивания;*



- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод.

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность гидрогеологического, геологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

### **10.6. Мероприятия по ликвидации аварий**

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при эксплуатации промышленных объектов на предприятии разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий.

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;
- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведут контроль за планировочными работами;
- Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- Проводится контроль технического состояния оборудования;



- Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;
- При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;
- Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.
- Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- Задействована система автоматического контроля, включающая аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;



➤ *Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором Республики Казахстан;*

➤ *Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.*

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ при эксплуатации месторождений.

### **10.7. Противоэпидемическая безопасность**

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест. Заболеваемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции, регистрируется преимущественно в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

#### ***Основные противоэпидемические мероприятия:***

- *исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;*
- *участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;*
- *инженерно-техническим работникам вменяется в обязанность организация и контроль санитарного просвещения персонала по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;*
- *немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно–следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;*
- *наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;*
- *в связи с сезонной регистрацией чумы персонал, работающий на перемещении грунта, планировке, ремонтных работах, должен обеспечиваться защитной обувью (сапогами) и спецодеждой установленного типа;*
- *контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологическим проб у животных – переносчиков особо*



*опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции.*

- *Результаты проведенных наблюдений показали, что производственная деятельность предприятия не оказывает существенного влияния на состояние наблюдаемых компонентов. В то же время следует отметить, что даже небольшие отклонения от технологических режимов производственных процессов могут привести к отрицательным последствиям. Необходимо четко контролировать выполнение всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, не допуская при этом возникновения аварийных ситуаций.*



## 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Как известно, месторождение характеризуется блоковым строением, залежи нефти установлены в III (а, б) и IV блоках. Поэтому дальнейшее изучение месторождения может быть связано с доразведкой соседних блоков, которые не изучены бурением скважин.

На Контрактной территории, в пределах Горного отвода, находится приразломная структура Асанкеткен, осложненная разрывными нарушениями ( $F_1, f_2, f_3, f_4$ ) на несколько блоков, в которых опробованием скважин установлены залежи нефти в среднеюрских горизонтах Ю-III «Б», Ю-IV «Б» и Ю-V.

Наибольшее распространение имеет залежь нефти Ю-V горизонта с гипсометрическими отметками ВНК «минус» 1321,0 м в блоках III (а, б) и IV.

В настоящее время скважинами не оценено насыщение юрской продуктивной толщи в блоках I и V. Гипсометрическое положение юрских отложений в I блоке и на террасовидном участке V блока, к северу от скважин АСК-4, АСК-Ю1, АСК-5 и АСК-2, позволяет, учитывая гипсометрические положения ВНК залежей Ю-V горизонта в блоках III и IV, прогнозировать нефтенасыщение юрских отложений и в этих частях поднятия.

Учитывая блоковое строение поднятия и наличие тектонических и литологических экранов в выявленных залежах нефти, в районах блоков I и V, рекомендуем заложение проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8, с целью уточнения нефтегазоносности юрских отложений.

Проектная глубина скважин 1400 м. Проектный горизонт – средняя юра.

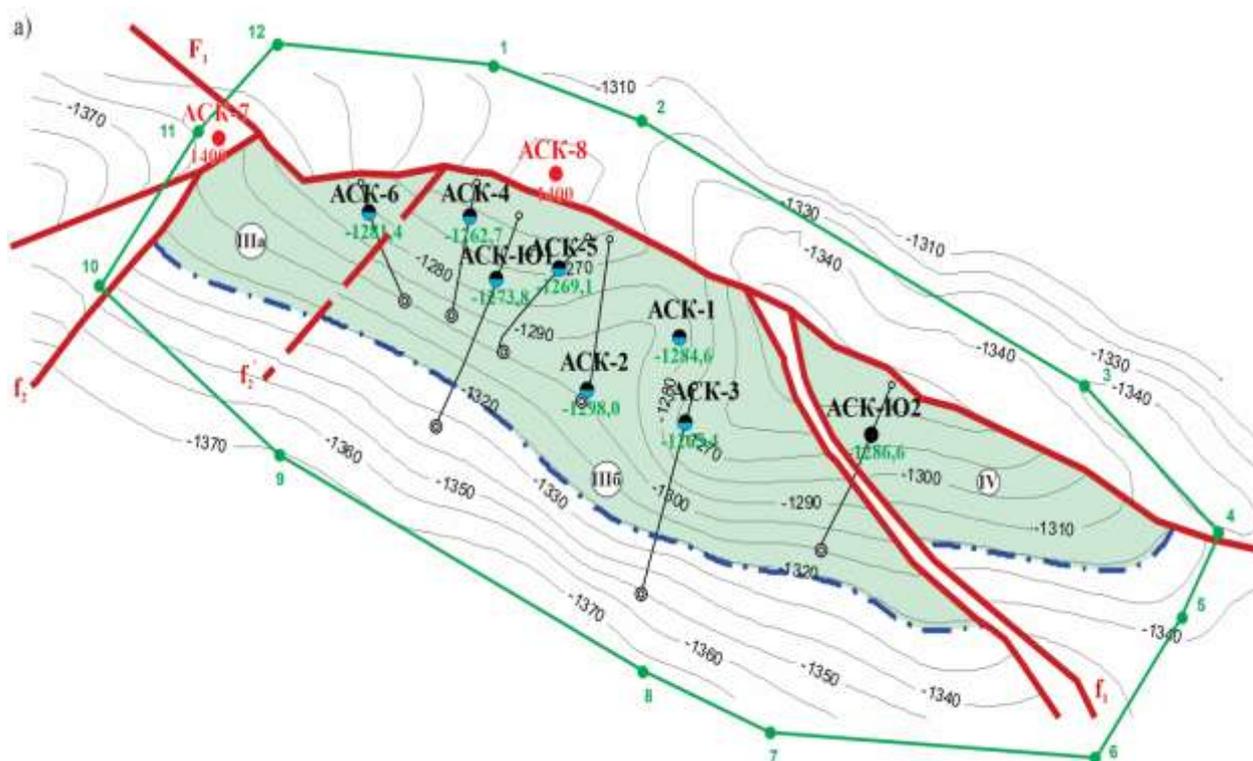


Рисунок 11.1.1-Схема расположения пробуренных и проектных оценочных скважин



Оцененная по категории  $C_2$  залежь нефти продуктивного горизонта Ю-III «Б» установлена скважиной АСК-Ю1, в которой по результатам интерпретации материалов ГИС в разрезе горизонта Ю-III «Б» выделено шесть пластов-коллекторов, из которых: три верхние нефтенасыщенные, а нижезалегающие три пласта – водонасыщенные.

По результатам интерпретации ГИС, нижняя граница нефтенасыщенного пласта-коллектора установлена на гипсометрической отметке «минус» 1089,41 м, а водонасыщенного – на «минус» 1098,45 м.

В июне 2012 г. в скважине АСК-Ю1 было проведено непродолжительное по времени (2 суток) опробование интервала 1078,5-1080,5 м (абс. отм. «минус» 1081,94-1083,70 м), в результате чего притока не было получено.

После дострела интервала 1082,1-1085,0 м (абс. отм. «минус» 1085,10-1087,52 м) и непродолжительного по времени (примерно 3 суток) опробования этих пластов получили приток воды с «пленкой» нефти. Водонефтяной контакт приняли на отметке «минус» 1089,41 м, что соответствует нижней границе нефтенасыщенного по ГИС пласта-коллектора в скважине АСК-Ю1.

Непродолжительное время опробования нефтегазонасыщенных по ГИС пластов-коллекторов и отсутствие интенсификаций притоков пластового флюида убеждает в необходимости повторного опробования этих пластов, с дополнительным охватом перфорацией нефтенасыщенного по ГИС пласта-коллектора в кровельной части этого горизонта.

Бурение проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8 планируется в 2025 г.

После бурения, спуска и цементирования колонны в проектных оценочных скважинах будут испытаны перспективные по данным ГИС интервалы Ю-IV и Ю-V горизонта, при этом ожидаемые объемы сжигания газа представлены в таблице 11.1.1.

Необходимо отметить, что проектные оценочные скважины АСК-7 и АСК-8 размещаются в обособленных (новых) блоках, ввиду чего ожидаемые проектные дебиты по нефти приняты на уровне начальных дебитов, которые были получены при освоениях скважин в разведочный период.



Таблица 11.1.1-Ожидаемые объемы сжигания сырого газа при испытаниях в 2025 г. проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8

Проектная оценочная скважина	Горизонт	Проектные показатели			Ожидаемые объем добычи и сжигания сырого газа, тыс.м <sup>3</sup>
		дебит нефти, т/сут	газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	время освоения, сут	
АСК-7	Ю-IV	35,0	17,4	90	54,810
АСК-8		35,0	17,4	90	54,810
<b>Всего по Ю-IV горизонту:</b>					<b>109,620</b>
АСК-7	Ю-V	100,0	25,5	90	229,500
АСК-8		100,0	25,5	90	229,500
<b>Всего по Ю-V горизонту:</b>					<b>459,000</b>
<b>Итого по месторождению:</b>					<b>568,620</b>



## **12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**

Месторождение Асанкеткен, как известно, находится на завершающей стадии разработки, который, как правило, сопровождается естественным падением уровней добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции.

На завершающем этапе разработки месторождения, от результатов проведения каких-либо дорогостоящих геолого-технических мероприятий по воздействию на ПЗС, скорее всего, не следует ожидать мгновенного и большого успеха. Тем более, как известно, скважины характеризуются достаточно высокими дебитами по нефти, за исключением скважин АСК-1 и АСК-5, что не имеет смысла проведения в них обработок по интенсификации притоков. Вместе с тем, по результатам проведенных гидродинамических исследований, большая часть добывающих скважин характеризуется отрицательными величинами скин-фактора.

Все добывающие скважины характеризуются высокой обводненностью, а проведение мероприятий по изоляции либо уменьшению обводненности добываемой скважинами продукции может привести к уменьшению общего дебита жидкости, что, следовательно, может привести и к резкому уменьшению дебита нефти. Напомним, что месторождение находится на поздней стадии разработки и по результатам проводимых исследований наблюдается упруговодонапорный режим работы залежей, для которого характерно вышеотмеченное условие.

Низкие дебиты в вышперечисленных скважинах АСК-1 и АСК-5, вероятно, связаны с выработкой запасов нефти и обводнению пластов в дренируемой ими области.



### **13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

В настоящее время ТОО «JasylEnergy» для полного финансового обеспечения последствий добычи на месторождении Асанкеткен формирует банковский вклад, в порядке, установленном статьей 126 Кодекса «О недрах и недропользовании».

Между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «JasylEnergy» заключен Договор залога банковского вклада № б/н от 26.07.2021 года (Сберегательный счет в АО «Банк ЦентрКредит» № KZ978562219112326886, по ликвидации последствий добычи углеводородов на месторождении Асанкеткен) под регистрационным номером L-0018 от 09.07.2021 года (далее - ДЗБВ).

Согласно положениям Дополнения №22 (Государственный регистрационный №4959-УВС-МЭ от 02 сентября 2021 года) к Контракту №1117 от 04 марта 2003 года, период добычи по месторождению Асанкеткен истекает 31.12.2028, согласно «Проекту разработки месторождения Асанкеткен» (Протокол ЦКРР РК 11/12 от 28 июня 2019 г.). Таким образом, расчет отчислений по ДЗБВ для полного финансового обеспечения последствий добычи на месторождении Асанкеткен произведен по 2028 год, включительно.

По состоянию на 16 августа 2024 года, с учетом произведенных отчислений за 2024 год по ДЗБВ, накопленная сумма обеспечения ликвидаций последствий недропользования по месторождению Асанкеткен составляет **34 738 539,42** тенге.

В таблице 13.1 представлен сводный экономический расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд.

В таблице 13.2 представлен расчет ежегодных отчислений на счет по вкладу ДЗБВ, на период 2025-2028гг.



**Таблица 13. 1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд**

№	Наименование	Ед. Измерения	Показатель
1	2	3	4
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин (8 скважин)	тыс.тенге	21 422,6
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	31 985,650
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	602,9
4	Платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов	тыс.тенге	382,8
5	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	54 393,9
6	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на момент расчета	тыс.тенге	34 738,5
7	Сумма отчислений в ликвидационный фонд в период 2025-2028	тыс.тенге	19 655,35
8	Проектная накопленная добыча за контрактный период	тыс.тонн	64,6
9	Предполагаемый удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	304,3

**Таблица 13. 2-Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд**

год	Годовая добыча нефти, тыс.т.	Отчисления в ликвидационный фонд тыс.тенге
2025	17,9	5 434,93
2026	18,1	5 514,43
2027	15,8	4 814,44
2028	12,8	3 891,54
<b>Итого</b>	<b>64,6</b>	<b>19 655,35</b>



## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в южной части блока Е, с целью изучения геологического строения и выявления перспективных локальных структур на нефть и газ. ТОО «Самек Интернешнл», г. Алматы, 2005-2007 гг.
2. Сейсморазведочные работы МОГТ-3Д на блоке «А» и на площадях Бек-Беке, Кузбак, Акатколь, Сагиз, расположенных в пределах блока «Е» (протокол МД «ЗапКазНедра» № 79 от 18.10.2011 г.). НПФ «ДАНК», г. Алматы, 2007-2010 гг.
3. «Проект на проведение поисково-разведочных работ», согласованный МТД «ЗапКазНедра» (протокол № 148/2010 от 17.06.2010 г.). АО «АктюбНИГРИ, г. Актобе, 2010 г.
4. «Проект поисковых работ на структуре Асанкеткен в пределах блока Е» (протокол КГиН МИИНТ Республики Казахстан № 266 от 25.11.2011 г.). ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2011 г.
5. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворённого газа месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.03.2012 г.)», протокол ГКЗ Республики Казахстан № 1191-12-П от 17.05.2012 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2012 г.
6. «Проект пробной эксплуатации месторождения Асанкеткен» (письмо КГиН МИИНТ Республики Казахстан № 1704/4696-кгн от 07.12.2012 г.). ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2012 г.
7. «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.09.2013 г.), протокол ГКЗ Республики Казахстан №1383-14-У от 28.01.2014 г.). ТОО «Смарт Инжиниринг», к. Алматы, 2013 г.
8. «Технологическая схема разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию на 01.01.2014 г.), протокол ЦКРР МНиГ Республики Казахстан № 49/15 от 11.07.2014 г. и КГиН МИИНТ Республики Казахстан №22-04-868-и от 08.08.2014 г. ТОО «Смарт Инжиниринг», к. Алматы, 2014 г.
9. «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию на 01.07.2015 г.), протокол КГиН МИИР Республики Казахстан № 64/13 от 23.10.2015 г. ТОО «Смарт Инжиниринг», к. Алматы, 2015 г.
10. «Анализ разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.09.2018 г.)», протокол ЦКРР № 6/24 от 21.12.2018 г. ТОО «TimalConsultingGroup», г. Алматы, 2018 г.



11. «Проект разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.02.2019 г.)», протокол ЦКРР №11/12 от 28.06.2019 г. ТОО «TimalConsultingGroup», г. Алматы, 2019 г.

12. «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.07.2021 г.). ТОО «TimalConsultingGroup», г. Алматы, 2021 г.

13. «Анализ разработки месторождения Асанкеткен (по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)», протокол ЦКРР № 34/7 от 24.11.2022 г. ТОО «ViridiNavitas», г. Астана, 2022 г.

14. «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2024 г.». Протокол № 2.2 от «08» декабря 2023 г. Рабочей группы МЭ Республики Казахстан.

15. «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)». ТОО «Научно-производственный центр», г. Актау, 2024 г.

16. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от «27» декабря 2017 г.

17. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом № 239 Министра энергетики Республики Казахстан от «15» июня 2018 г.

18. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные приказом № 329 И.о. Министра энергетики Республики Казахстан от «24» августа 2018 г.

19. «Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ». Лысенко В., г. Москва, «Недра», 2003 г.



**ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**



Табличное приложение 4.1. 1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка в рд, тыс.м <sup>3</sup>		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	20,2	4,6	16,7	334,8	76,9	0,325	308,2	308,2	2925,2	2925,2	93,5	249,8	2184,2	91	0,522	8,557
2025	16,4	3,8	16,3	351,3	80,7	0,341	297,4	297,4	3222,6	3222,6	94,5	243,7	2427,9	92	0,425	8,982
2026	13,8	3,2	16,4	365,0	83,8	0,355	287,6	287,6	3510,2	3510,2	95,2	237,5	2665,4	93	0,356	9,338
2027	11,6	2,7	16,5	376,6	86,5	0,366	281,2	281,2	3791,4	3791,4	95,9	233,9	2899,3	94	0,299	9,638
2028	10,0	2,3	17,0	386,5	88,8	0,376	273,4	273,4	4064,8	4064,8	96,4	228,5	3127,7	95	0,258	9,896
2029	8,6	2,0	17,6	395,1	90,7	0,384	267,1	267,1	4331,9	4331,9	96,8	224,2	3351,9	95	0,223	10,118
2030	7,5	1,7	18,6	402,6	92,5	0,391	260,5	260,5	4592,4	4592,4	97,1	219,5	3571,4	96	0,193	10,311
2031	6,5	1,5	19,8	409,1	94,0	0,398	254,7	254,7	4847,1	4847,1	97,4	215,2	3786,6	96	0,170	10,481
2032	5,8	1,3	22,1	414,9	95,3	0,403	249,4	249,4	5096,5	5096,5	97,7	211,3	3997,9	97	0,150	10,631
2033	5,1	1,2	24,9	420,0	96,5	0,408	244,2	244,2	5340,7	5340,7	97,9	207,4	4205,3	97	0,131	10,762
2034	4,5	1,0	29,2	424,5	97,5	0,413	238,8	238,8	5579,5	5579,5	98,1	203,2	4408,5	97	0,116	10,879

Табличное приложение 4.1. 2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Асанкеткен. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м <sup>3</sup> /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	
2024	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	11,9	182,0	0,308	359,2
2025	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	8,6	155,2	0,222	351,4
2026	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	7,2	150,1	0,186	342,5
2027	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	6,0	146,7	0,156	337,2
2028	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	5,2	142,3	0,134	328,6
2029	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	4,5	139,4	0,116	323,3
2030	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	3,9	135,9	0,101	316,5
2031	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	3,4	132,9	0,088	310,3
2032	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	3,0	129,8	0,078	303,8
2033	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	2,6	127,4	0,068	299,1
2034	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	2,3	124,6	0,061	293,0



Табличное приложение 4.1. 3-Проектные технологические показатели разработки месторождения Асанкеткен. Вариант разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	20,2	4,6	16,7	334,8	76,9	0,325	308,2	308,2	2925,2	2925,2	93,5	249,8	2184,2	91	0,522	8,557
2025	19,5	4,5	19,4	354,4	81,4	0,344	331,4	331,4	3256,6	3256,6	94,1	270,5	2454,7	92	0,506	9,063
2026	21,0	4,8	25,9	375,4	86,2	0,365	353,5	353,5	3610,1	3610,1	94,1	288,4	2743,0	91	0,544	9,607
2027	18,2	4,2	30,3	393,6	90,4	0,383	348,3	348,3	3958,4	3958,4	94,8	286,3	3029,3	92	0,472	10,078
2028	14,6	3,4	34,9	408,2	93,8	0,397	339,5	339,5	4297,9	4297,9	95,7	281,8	3311,1	94	0,378	10,456
2029	11,6	2,7	42,6	419,8	96,4	0,408	330,8	330,8	4628,7	4628,7	96,5	276,8	3587,9	95	0,302	10,758
2030	9,2	2,1	59,0	429,0	98,5	0,417	321,6	321,6	4950,3	4950,3	97,1	271,0	3858,9	96	0,238	10,996

Табличное приложение 4.1. 4-Характеристика основного фонда скважин месторождения Асанкеткен. Вариант разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м <sup>3</sup> /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	
2024	0	0	0	0	0	0	8	5,792	0	0	6	6	6	2	2	11,9	182,0	0,308	359,2
2025	1	1	0	0	0	0	9	7,192	0	0	7	7	7	2	2	9,3	158,5	0,242	390,0
2026	0	0	0	0	0	0	9	7,192	0	0	7	7	7	2	2	9,3	156,2	0,240	415,8
2027	0	0	0	0	0	0	9	7,192	0	0	7	7	7	2	2	8,0	153,9	0,208	412,8
2028	0	0	0	0	0	0	9	7,192	0	0	7	7	7	2	2	6,4	149,6	0,166	405,2
2029	0	0	0	0	0	0	9	7,192	0	0	7	7	7	2	2	5,1	146,2	0,133	399,1
2030	0	0	0	0	0	0	9	7,192	0	0	7	7	7	2	2	4,1	142,1	0,105	390,7





Табличное приложение 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 1

Годы	Расчет дохода от продажи нефти					Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти			
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	без учета инфляции	с учетом инфляции
2024	19,8	12,6	7,1	499,2	183,2	7 613,9	7 766,2
2025	16,1	10,3	5,8	499,2	183,2	6 194,3	6 444,6
2026	13,5	8,6	4,9	499,2	183,2	5 194,2	5 512,1
2027	11,3	7,2	4,1	499,2	183,2	4 361,8	4 721,3
2028	9,8	6,2	3,5	499,2	183,2	3 760,0	4 151,4
2029	8,4	5,4	3,0	499,2	183,2	3 244,8	3 654,1
2030	7,3	4,7	2,6	499,2	183,2	2 814,2	3 232,7
2031	6,4	4,1	2,3	499,2	183,2	2 470,6	2 894,7
2032	5,7	3,6	2,0	499,2	183,2	2 189,8	2 617,0
2033	5,0	3,2	1,8	499,2	183,2	1 911,3	2 329,8
2034	4,4	2,8	1,6	499,2	183,2	1 697,8	2 111,0
<b>2024-2034</b>	<b>107,6</b>	<b>68,8</b>	<b>38,7</b>			<b>41 452,6</b>	<b>45 434,9</b>
<b>2024-2045</b>	<b>132,0</b>	<b>84,5</b>	<b>47,5</b>			<b>50 865,9</b>	<b>58 299,9</b>

Табличное приложение 4.2. 2-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 3

Годы	Расчет дохода от продажи нефти					Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти			
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	без учета инфляции	с учетом инфляции
2024	19,8	12,6	7,1	499,2	183,2	7 613,9	7 766,2
2025	19,1	12,2	6,9	499,2	183,2	7 371,5	7 669,3
2026	20,6	13,2	7,4	499,2	183,2	7 927,7	8 412,9
2027	17,8	11,4	6,4	499,2	183,2	6 872,9	7 439,4
2028	14,3	9,1	5,1	499,2	183,2	5 505,8	6 078,8
2029	11,4	7,3	4,1	499,2	183,2	4 394,3	4 948,7
2030	9,0	5,8	3,2	499,2	183,2	3 468,7	3 984,4
<b>2024-2030</b>	<b>112,0</b>	<b>71,7</b>	<b>40,3</b>			<b>43 154,7</b>	<b>46 299,7</b>
<b>2024-2045</b>	<b>152,5</b>	<b>97,6</b>	<b>54,9</b>			<b>58 761,3</b>	<b>66 170,2</b>



Табличное приложение 4.2. 3-Расчет капитальных вложений по варианту 1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы с НДС	Всего стоимость с НДС	Распределение капитальных вложений по годам строительства										
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
I	<b><u>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство</u></b>															
	Дострел интервалов	скважина	-	14,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):</b>				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):</b>				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Табличное приложение 4.2. 4-Расчет капитальных вложений по варианту 3

№	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы с НДС	Всего стоимость с НДС	Распределение капитальных вложений по годам строительства										
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
I	<b><u>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство</u></b>															
	Дострел интервалов	скважина	2	14,9	29,8		14,9	14,9								
-	Бурение добывающей нефтяной вертикальной скважины	скважина	1	1 384,3			1 384,3									
	<b>Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):</b>				<b>29,8</b>	-	<b>1 399,2</b>	<b>14,9</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):</b>				<b>26,6</b>	-	<b>1 249,3</b>	<b>13,3</b>	-	-	-	-	-	-	-	-



Табличное приложение 4.2. 5-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Затраты на водоснабжение	Фонд оплаты труда ППП	Материальные затраты	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Затраты на транспортировку и снабжение	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Экологические расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	Прочие расходы	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	26,5	142,8	444,4	24,2	362,4	15,3	54,0	0,8	89,8	111,0	2 238,8	9,1	3 519,3	3 589,7
2025	23,3	142,8	390,2	20,6	294,8	12,5	54,0	0,7	73,0	111,0	1 832,7	8,3	2 963,9	3 083,6
2026	21,3	142,8	357,1	17,7	247,2	10,5	54,0	0,6	61,2	111,0	1 547,0	7,8	2 578,2	2 736,0
2027	19,9	142,8	333,2	15,2	207,7	8,8	54,0	0,5	51,4	111,0	1 309,4	7,4	2 261,2	2 447,6
2028	18,9	142,8	317,4	13,1	179,0	7,6	54,0	0,4	44,3	111,0	1 137,3	7,1	2 033,1	2 244,7
2029	18,1	142,8	303,8	11,3	154,5	6,5	54,0	0,4	38,3	111,0	990,0	6,9	1 837,7	2 069,5
2030	17,3	142,8	290,5	9,8	134,1	5,7	54,0	0,3	33,2	111,0	866,8	6,6	1 672,1	1 920,7
2031	16,7	142,8	279,3	8,4	117,7	5,0	54,0	0,3	29,1	111,0	768,2	6,5	1 539,1	1 803,3
2032	16,2	142,8	271,3	7,3	104,4	4,4	54,0	0,2	25,8	111,0	687,7	6,3	1 431,4	1 710,6
2033	15,5	142,8	259,6	6,2	91,1	3,8	54,0	0,2	22,5	111,0	607,7	6,2	1 320,6	1 609,8
2034	14,9	142,8	249,8	5,3	80,9	3,4	54,0	0,2	20,0	111,0	546,2	6,0	1 234,6	1 535,1
<b>2024-</b>	<b>208,6</b>	<b>1</b>	<b>3 496,7</b>	<b>139,1</b>	<b>1 973,9</b>	<b>83,5</b>	<b>594,4</b>	<b>4,5</b>	<b>488,7</b>	<b>1 221,0</b>	<b>12 531,8</b>	<b>78,1</b>	<b>22 391,1</b>	<b>24 750,6</b>
<b>2024-</b>	<b>333,0</b>	<b>3</b>	<b>5 581,4</b>	<b>160,1</b>	<b>2 422,9</b>	<b>102,4</b>	<b>1 188,9</b>	<b>5,5</b>	<b>599,7</b>	<b>2 442,0</b>	<b>15 860,7</b>	<b>135,5</b>	<b>31 973,7</b>	<b>38 037,8</b>



Табличное приложение 4.2. 6-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции												Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Затраты на водоснабжение	Фонд оплаты труда ППП	Материальные затраты	Затраты на текущий и капитальный ремонт основных средств	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Затраты на транспортировку и снабжение	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Экологические расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	Прочие расходы	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	26,5	142,8	530,3	30,3	392,3	16,9	61,6	0,8	92,8	141,6	2 262,4	71,0	3 769,3	3 844,7
2025	26,6	163,2	531,6	39,4	559,5	16,4	70,4	0,8	89,8	165,2	2 222,7	75,0	3 960,7	4 120,7
2026	29,4	163,2	587,1	33,8	604,3	17,6	70,4	0,9	96,6	165,2	2 375,7	79,2	4 223,4	4 481,9
2027	28,0	163,2	559,4	27,7	524,0	15,3	70,4	0,7	83,8	165,2	2 068,1	75,7	3 781,6	4 093,3
2028	27,2	163,2	544,5	22,4	419,9	12,3	70,4	0,6	67,1	165,2	1 675,2	73,0	3 240,8	3 578,2
2029	26,5	163,2	530,2	18,1	335,2	9,8	70,4	0,5	53,6	165,2	1 355,8	70,6	2 799,0	3 152,1
2030	25,8	163,2	516,0	14,8	264,6	7,7	70,4	0,4	42,3	165,2	1 089,8	68,4	2 428,5	2 789,6
<b>2024-</b>	<b>190,0</b>	<b>1</b>	<b>3 799,2</b>	<b>186,5</b>	<b>3 099,8</b>	<b>96,0</b>	<b>484,0</b>	<b>4,7</b>	<b>525,9</b>	<b>1 132,8</b>	<b>13 049,7</b>	<b>512,8</b>	<b>24 203,3</b>	<b>26 060,5</b>
<b>2024-</b>	<b>463,6</b>	<b>3</b>	<b>9 272,6</b>	<b>247,5</b>	<b>4 291,3</b>	<b>130,8</b>	<b>1 540,0</b>	<b>6,3</b>	<b>716,1</b>	<b>3 610,8</b>	<b>18 805,9</b>	<b>1 329,9</b>	<b>43 984,8</b>	<b>52 137,8</b>



Табличное приложение 4.2. 7- 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	
	Материальные затраты	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Расходы по реализации	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.\$
2024	12,1	128,8	89,2	41,6	830,6	9,2	14,6	39,8	1 165,8	1 189,1
2025	9,8	128,8	89,2	33,8	675,8	9,2	9,2	35,8	991,6	1 031,7
2026	8,3	128,8	89,2	28,3	566,7	8,4	8,4	33,0	871,0	924,3
2027	6,9	128,8	89,2	23,8	475,9	7,8	7,8	30,6	770,9	834,5
2028	6,0	128,8	89,2	20,5	410,2	7,4	7,4	29,0	698,5	771,3
2029	5,2	128,8	89,2	17,7	354,0	7,2	7,2	27,5	636,7	717,0
2030	4,5	128,8	89,2	15,4	307,0	6,9	6,9	26,3	585,0	672,0
2031	3,9	128,8	89,2	13,5	269,5	6,7	6,7	25,3	543,7	637,0
2032	3,5	128,8	89,2	12,0	238,9	6,5	6,5	24,5	509,9	609,4
2033	3,0	128,8	89,2	10,4	208,5	6,4	6,4	23,7	476,5	580,9
2034	2,7	128,8	89,2	9,3	185,2	6,2	6,2	23,1	450,8	560,5
<b>2024-2034</b>	<b>65,9</b>	<b>1 416,8</b>	<b>981,2</b>	<b>226,2</b>	<b>4 522,3</b>	<b>82,0</b>	<b>87,4</b>	<b>318,6</b>	<b>7 700,5</b>	<b>8 527,6</b>
<b>2024-2045</b>	<b>80,9</b>	<b>2 833,6</b>	<b>1 962,4</b>	<b>277,6</b>	<b>5 549,3</b>	<b>141,5</b>	<b>146,9</b>	<b>546,8</b>	<b>11 539,2</b>	<b>13 871,8</b>



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	
	Материальные затраты	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Расходы по реализации	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.\$
2024	12,1	158,2	133,8	41,6	830,6	11,1	14,6	47,4	1 249,4	1 274,4
2025	11,7	180,8	156,1	40,2	804,2	11,1	11,1	50,7	1 266,0	1 317,2
2026	12,6	180,8	156,1	43,3	864,9	24,1	24,3	52,1	1 358,2	1 441,3
2027	10,9	180,8	156,1	37,5	749,8	12,4	12,6	49,1	1 209,2	1 308,9
2028	8,8	180,8	156,1	30,0	600,7	11,9	11,9	45,2	1 045,4	1 154,2
2029	7,0	180,8	156,1	24,0	479,4	11,5	11,5	42,1	912,3	1 027,3
2030	5,5	180,8	156,1	18,9	378,4	11,1	11,1	39,4	801,4	920,5
<b>2024-2030</b>	<b>68,6</b>	<b>1 243,0</b>	<b>1 070,4</b>	<b>235,5</b>	<b>4 708,0</b>	<b>93,3</b>	<b>97,0</b>	<b>325,9</b>	<b>7 841,8</b>	<b>8 443,8</b>
<b>2024-2045</b>	<b>93,4</b>	<b>3 955,0</b>	<b>3 411,9</b>	<b>320,7</b>	<b>6 410,6</b>	<b>225,6</b>	<b>229,3</b>	<b>814,2</b>	<b>15 461,0</b>	<b>18 587,8</b>



Табличное приложение 4.2. 9-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) 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
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							7,5%
2024	7 613,9	3 519,3	1 165,8	4 685,1	117,0	2 928,8	4 322,7	0,0	4 322,7	4 021,1
2025	6 194,3	2 963,9	991,6	3 955,5	124,8	2 238,9	3 660,7	0,0	3 660,7	7 188,8
2026	5 194,2	2 578,2	871,0	3 449,2	133,3	1 745,0	3 201,9	0,0	3 201,9	9 766,2
2027	4 361,8	2 261,2	770,9	3 032,1	143,6	1 329,7	2 824,5	0,0	2 824,5	11 881,2
2028	3 760,0	2 033,1	698,5	2 731,6	154,1	1 028,4	2 552,6	0,0	2 552,6	13 659,2
2029	3 244,8	1 837,7	636,7	2 474,4	166,2	770,4	2 319,8	0,0	2 319,8	15 162,4
2030	2 814,2	1 672,1	585,0	2 257,1	179,3	557,1	2 123,1	0,0	2 123,1	16 442,0
2031	2 470,6	1 539,1	543,7	2 082,8	193,0	387,9	1 965,0	0,0	1 965,0	17 543,8
2032	2 189,8	1 431,4	509,9	1 941,3	207,6	248,5	1 837,0	0,0	1 837,0	18 502,0
2033	1 911,3	1 320,6	476,5	1 797,1	225,5	114,1	1 706,0	0,0	1 706,0	19 329,7
2034	1 697,8	1 234,6	450,8	1 685,4	243,0	12,4	1 604,5	0,0	1 604,5	20 053,9
<b>2024-2034</b>	<b>41 452,6</b>	<b>22 391,1</b>	<b>7 700,5</b>	<b>30 091,5</b>	<b>154,0</b>	<b>11 361,1</b>	<b>28 117,7</b>	<b>0,0</b>	<b>28 117,7</b>	<b>20 053,9</b>
<b>2024-2045</b>	<b>50 865,9</b>	<b>31 973,7</b>	<b>11 539,2</b>	<b>43 513,0</b>	<b>197,2</b>	<b>7 353,0</b>	<b>41 090,0</b>	<b>0,0</b>	<b>41 090,0</b>	<b>24 089,8</b>



Табличное приложение 4.2. 10-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) 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
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							7,5%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	7 613,9	3 769,3	1 249,4	5 018,7	131,8	2 595,2	4 626,4	0,0	4 626,4	4 303,7
2025	7 371,5	3 960,7	1 266,0	5 226,7	148,4	2 144,8	4 667,2	1 249,3	5 916,4	9 423,4
2026	7 927,7	4 223,4	1 358,2	5 581,6	147,3	2 346,1	4 977,3	13,3	4 990,6	13 440,6
2027	6 872,9	3 781,6	1 209,2	4 990,8	154,8	1 882,1	4 466,7	0,0	4 466,7	16 785,3
2028	5 505,8	3 240,8	1 045,4	4 286,2	172,5	1 219,6	3 866,3	0,0	3 866,3	19 478,4
2029	4 394,3	2 799,0	912,3	3 711,2	194,9	683,1	3 376,1	0,0	3 376,1	21 666,0
2030	3 468,7	2 428,5	801,4	3 229,9	224,2	238,8	2 965,3	0,0	2 965,3	23 453,3
<b>2024-2030</b>	<b>43 154,7</b>	<b>24 203,3</b>	<b>7 841,8</b>	<b>32 045,1</b>	<b>160,2</b>	<b>11 109,5</b>	<b>28 945,3</b>	<b>1 262,6</b>	<b>30 207,9</b>	<b>23 453,3</b>
<b>2024-2045</b>	<b>58 761,3</b>	<b>43 984,8</b>	<b>15 461,0</b>	<b>59 445,8</b>	<b>250,9</b>	<b>-684,6</b>	<b>55 154,6</b>	<b>1 262,6</b>	<b>56 417,2</b>	<b>33 439,6</b>



Табличное приложение 4.2. 11-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 годово́й доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПП	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.\$
2024	7 613,9	4 322,7	401,8	4 724,5	2 889,4	2 928,8	2 350,9	256,4	2 094,5	2 456,9	2 456,9	0,0%	2 285,5	2 233,5	2 136,4
2025	6 194,3	3 660,7	322,7	3 983,3	2 211,0	2 238,9	1 796,7	160,6	1 636,1	1 930,9	4 387,8	0,0%	3 956,3	3 829,3	3 596,4
2026	5 194,2	3 201,9	261,3	3 463,2	1 731,0	1 745,0	1 398,8	90,6	1 308,2	1 555,4	5 943,2	0,0%	5 208,4	4 997,9	4 619,2
2027	4 361,8	2 824,5	213,3	3 037,7	1 324,1	1 329,7	1 064,9	45,9	1 019,0	1 226,6	7 169,8	1,1%	6 126,9	5 835,7	5 320,5
2028	3 760,0	2 552,6	175,4	2 728,0	1 032,0	1 028,4	822,0	14,4	807,6	986,7	8 156,5	6,3%	6 814,1	6 448,4	5 811,0
2029	3 244,8	2 319,8	145,4	2 465,2	779,5	770,4	614,5	0,0	614,5	769,0	8 925,5	9,3%	7 312,5	6 882,5	6 143,5
2030	2 814,2	2 123,1	121,4	2 244,5	569,8	557,1	443,2	0,0	443,2	577,2	9 502,8	11,0%	7 660,4	7 178,7	6 360,5
2031	2 470,6	1 965,0	102,1	2 067,2	403,4	387,9	307,2	0,0	307,2	424,9	9 927,6	12,0%	7 898,6	7 376,9	6 499,4
2032	2 189,8	1 837,0	86,5	1 923,4	266,4	248,5	195,2	0,0	195,2	299,5	10 227,2	12,6%	8 054,9	7 503,9	6 584,6
2033	1 911,3	1 706,0	73,6	1 779,7	131,6	114,1	87,8	0,0	87,8	178,9	10 406,1	12,9%	8 141,7	7 572,9	6 628,8
2034	1 697,8	1 604,5	63,1	1 667,5	30,2	12,4	6,3	0,0	6,3	87,3	10 493,4	13,0%	8 181,1	7 603,5	6 647,5
<b>2024-</b>	<b>41</b>	<b>28 117,7</b>	<b>1 966,6</b>	<b>30 084,2</b>	<b>11 368,4</b>	<b>11 361,1</b>	<b>9 087,4</b>	<b>567,9</b>	<b>8 519,5</b>	<b>10</b>	<b>10 493,4</b>	<b>13,0%</b>	<b>8 181,1</b>	<b>7 603,5</b>	<b>6 647,5</b>
<b>2024-</b>	<b>50</b>	<b>41 090,0</b>	<b>2 298,6</b>	<b>43 388,7</b>	<b>11 368,4</b>	<b>7 353,0</b>	<b>5 079,3</b>	<b>567,9</b>	<b>4 511,4</b>	<b>6 934,3</b>	<b>6 934,3</b>	<b>9,8%</b>	<b>7 238,1</b>	<b>6 980,4</b>	<b>6 364,8</b>



Табличное приложение 4.2. 12- 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 годово́й доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПП	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.\$
2024	7 613,9	4 626,4	502,2	5 128,6	2 485,3	2 595,2	2 098,1	142,2	1 955,9	2 348,2	2 348,2	0,0%	2 184,4	2 134,7	2 041,9
2025	7 371,5	4 667,2	590,7	5 257,9	2 113,5	2 144,8	1 722,0	55,2	1 666,8	977,1	3 325,3	0,0%	3 029,9	2 942,2	2 780,7
2026	7 927,7	4 977,3	487,9	5 465,2	2 462,5	2 346,1	1 853,6	70,1	1 783,4	2 374,4	5 699,7	0,0%	4 941,2	4 726,2	4 342,0
2027	6 872,9	4 466,7	403,7	4 870,4	2 002,5	1 882,1	1 481,6	28,5	1 453,2	1 977,2	7 676,9	3,8%	6 421,7	6 076,6	5 472,4
2028	5 505,8	3 866,3	335,8	4 202,2	1 303,6	1 219,6	958,8	0,0	958,8	1 378,7	9 055,6	9,6%	7 382,1	6 932,7	6 157,9
2029	4 394,3	3 376,1	280,8	3 656,9	737,4	683,1	535,6	0,0	535,6	870,8	9 926,4	12,3%	7 946,3	7 424,2	6 534,3
2030	3 468,7	2 965,3	236,0	3 201,3	267,4	238,8	185,3	0,0	185,3	449,9	10 376,3	13,3%	8 217,5	7 655,1	6 703,5
<b>2024-</b>	<b>43</b>	<b>28 945,3</b>	<b>3 011,5</b>	<b>31 956,8</b>	<b>11 372,2</b>	<b>11 109,5</b>	<b>8 835,1</b>	<b>296,0</b>	<b>8 539,1</b>	<b>10</b>	<b>10 376,3</b>	<b>13,3%</b>	<b>8 217,5</b>	<b>7 655,1</b>	<b>6 703,5</b>
<b>2024-</b>	<b>58</b>	<b>55 154,6</b>	<b>4 094,2</b>	<b>59 248,8</b>	<b>11 372,2</b>	<b>-684,6</b>	<b>-2</b>	<b>296,0</b>	<b>-3</b>	<b>-226,4</b>	<b>-226,4</b>	<b>9,6%</b>	<b>4 982,6</b>	<b>5 408,1</b>	<b>5 573,3</b>



Табличное приложение 4.2. 13-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 эмиссию в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	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. \$
2024	156,3	245,3	0,0	-88,9	461,4	876,9	20,6	821,8	3,3	577,9	256,4	36,3	19,8	17,0	21,5	3	2 813,0	2 749,1	2
2025	127,2	215,1	0,0	-87,9	381,1	713,4	16,7	668,6	3,3	442,2	160,6	30,9	19,8	17,0	17,7	2	4 875,5	4 718,9	4
2026	106,7	194,6	0,0	-88,0	325,5	598,2	14,0	560,6	3,3	346,2	90,6	26,5	19,8	17,0	15,1	1	6 428,1	6 168,0	5
2027	89,6	178,1	0,0	-88,6	279,4	502,3	11,8	470,8	3,3	264,8	45,9	22,8	19,8	17,0	12,8	1	7 597,9	7 235,0	6
2028	77,2	166,4	0,0	-89,1	246,3	433,0	10,2	405,8	3,3	206,4	14,4	19,7	19,8	17,0	11,2	1	8 502,0	8 040,9	7
2029	66,6	156,3	0,0	-89,6	217,9	373,7	8,8	350,2	3,3	155,9	0,0	17,0	19,8	17,0	9,9	1	9 204,2	8 652,7	7
2030	57,8	147,6	0,0	-89,8	194,1	324,1	7,6	303,8	3,3	114,0	0,0	14,7	19,8	17,0	8,7	917,2	9 757,1	9 123,4	8
2031	50,7	140,6	0,0	-89,8	175,1	284,5	6,7	266,7	3,3	80,7	0,0	12,6	19,8	17,0	7,8	784,4	10	9 489,3	8
2032	45,0	135,0	0,0	-90,0	159,7	252,2	5,9	236,3	3,3	53,3	0,0	10,9	19,8	17,0	7,0	675,4	10	9 775,7	8
2033	39,2	129,0	0,0	-89,7	144,1	220,1	5,2	206,3	3,3	26,3	0,0	9,3	19,8	17,0	6,3	568,0	10	9 994,7	8
2034	34,9	124,2	0,0	-89,4	132,2	195,5	4,6	183,2	3,3	6,0	0,0	7,9	19,8	17,0	5,7	486,0	11	10	8
<b>2024-</b>	<b>851,2</b>	<b>1</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>112,0</b>	<b>4</b>	<b>36,2</b>	<b>2</b>	<b>567,9</b>	<b>208,6</b>	<b>218,2</b>	<b>186,7</b>	<b>123,8</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>8</b>
<b>2024-</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0,0</b>	<b>-1</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>137,5</b>	<b>5</b>	<b>72,4</b>	<b>2</b>	<b>567,9</b>	<b>240,2</b>	<b>436,4</b>	<b>373,4</b>	<b>161,3</b>	<b>17</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>9</b>



Табличное приложение 4.2. 14-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	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссию 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. \$
2024	156,3	278,0	0,0	-	475,6	876,9	20,6	821,8	3,3	497,1	142,2	45,4	23,6	20,6	22,0	2	2 630,1	2 570,3	2
2025	151,4	287,3	149,9	-	474,5	848,9	19,9	795,6	3,3	422,7	55,2	58,3	27,3	23,7	21,8	2	4 763,6	4 608,0	4
2026	162,8	305,9	1,6	-	510,1	913,0	21,4	855,7	3,3	492,5	70,1	50,1	27,3	23,7	23,2	2	7 054,3	6 746,0	6
2027	141,1	281,9	0,0	-	449,6	791,5	18,6	741,8	3,3	400,5	28,5	41,0	27,3	23,7	20,3	2	8 855,4	8 388,9	7
2028	113,1	257,5	0,0	-	373,0	634,1	14,9	594,3	3,3	260,7	0,0	33,2	27,3	23,7	16,6	1	10	9 529,3	8
2029	90,2	237,4	0,0	-	310,7	506,1	11,9	474,3	3,3	147,5	0,0	26,9	27,3	23,7	13,6	1	11	10	9
2030	71,2	220,3	0,0	-	258,6	399,5	9,4	374,4	3,3	53,5	0,0	21,8	27,3	23,7	11,2	1	11	10	9
<b>2024-</b>	<b>886,1</b>	<b>1</b>	<b>151,5</b>	<b>-1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>116,5</b>	<b>4</b>	<b>23,0</b>	<b>2</b>	<b>296,0</b>	<b>276,7</b>	<b>187,5</b>	<b>163,0</b>	<b>128,8</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>9</b>
<b>2024-</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>151,5</b>	<b>-3</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>158,7</b>	<b>6</b>	<b>72,4</b>	<b>2</b>	<b>296,0</b>	<b>367,1</b>	<b>597,0</b>	<b>519,2</b>	<b>196,2</b>	<b>18</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>10</b>



Протокол заседания НТС № 06/24  
ТОО «Научно-производственный центр»

г. Актау

27.09.2024 г.

Председатель НТС  
Члены НТС

Сакауов Б.  
Котов В.  
Овсеевко М.  
Драган А.  
Дергилева Н.  
Кожабеков Е.  
Телеков Б.

Секретарь НТС

Крымкулова Ж.

**ПОВЕСТКА ДНЯ:**

Рассмотрение проекта по Договору № S-PE-522-23 от «23» октября 2023 г. *Дополнительное соглашение № 1 от «01» июля 2024 г. «Дополнение к проекту разработки месторождения Асанкеткен»*

**СЛУШАЛИ:**

С докладом о выполнении отчета выступил: Котов В.

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.07.2024 г. и охватывает продуктивные горизонты среднеюрских отложений, установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования скважин, пробуренных в пределах месторождения.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный в 2024 г. ТОО «Научно-производственный центр» отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Асанкеткен Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)».

В рамках настоящего Дополнения к проектному документу обосновано выделение одного эксплуатационного объекта, как и в предыдущих проектных работах, в котором сосредоточены все запасы УВС промышленной категории В+С<sub>1</sub> месторождения:

- **1-й эксплуатационный объект** – залежи горизонтов Ю-IV «Б» и Ю-V.

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Асанкеткен, которые отличаются между собой реализацией геолого-технических мероприятий по дострелам интервалов и вводу скважин из бурения.

Проведенные результаты технико-экономической оценки рассмотренных трех вариантов разработки позволили **рекомендовать для практического продолжения реализации на месторождении Асанкеткен 2 вариант разработки**, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки.

По **рекомендуемому 2 варианту разработки** будет достигнута нефтеотдача 42,3 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 435,4 тыс.т, а рентабельный период разработки (10 лет) – 2024-2033 гг.

По установленным залежам, в целом по месторождению Асанкеткен соотношение начальных извлекаемых запасов нефти промышленной категории (В+С<sub>1</sub>) к предварительно оцененной (С<sub>2</sub>) составляет 97,9 % к 2,1 %.

По состоянию изученности на 01.07.2024 г. на месторождении Асанкеткен пробурено 8 скважин (АСК-1, АСК-2, АСК-3, АСК-4, АСК-5, АСК-6, АСК-Ю1 и







## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана ТОО "Научно-производственный центр"

(Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, дом 5 "г", РНН 430100007165)

на занятие видом деятельности: проектирование горных производств.

Особые условия действия лицензии:

1. Генеральная;
2. Ежегодный отчет по лицензируемой деятельности;
3. Перечень работ и услуг согласно приложению к лицензии.

Орган, выдавший лицензию:

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Руководитель (уполномоченное лицо):

Заместитель директора  
Департамента прямых инвестиций  
в недропользование



Д. Исмагулов

Дата переоформления лицензии 19 августа 2008 г.

Номер лицензии 002158

Дата первичной выдачи лицензии 22.02.2001 г. № 0003110

Город Астана.

ГЛ № 002158





**ПРИЛОЖЕНИЕ  
К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ**

**ТОО "Научно-производственный центр"**  
Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, дом 5 "г", РНН 430100007165  
Номер лицензии № 002158  
Дата выдачи лицензии 19 августа 2008 г.

Подвиды лицензируемого вида деятельности - "проектирование горных производств":

- проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата;
- составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений;
- составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений.

Филиалы и представительства: нет.

Производственная база: Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, д. 5 "г".

Примечание:

- Приложение подлежит переоформлению или дополнению:
- при изменении производственной базы;
  - при расширении производственной деятельности.

Орган, выдавший приложение к лицензии:

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Руководитель (уполномоченное лицо):

Заместитель директора  
Департамента прямых инвестиций  
в недропользование



Дата переоформления приложения к лицензии 19 августа 2008 г.

Приложение № 1.

Город Астана.

Исп.: Тастанов Т., т.: 976-881.







## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01005P №

Дата выдачи лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности \_\_\_\_\_  
природоохранное проектирование, нормирование работы в области экологической экспертизы

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Филиалы, представительства \_\_\_\_\_  
**Г. АКТАУ МИКРОРАЙОН 5 Ш** по месту районирования, местонахождения, регистрации

\_\_\_\_\_

Производственная база \_\_\_\_\_  
местонахождение

Орган, выдавший приложение к лицензии \_\_\_\_\_  
**МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК** Формирующий орган, выдающий

Руководитель (уполномоченное лицо) \_\_\_\_\_  
**А. Т. Бекеев** приложение к лицензии  
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего приложение к лицензии



Дата выдачи приложения к лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Номер приложения к лицензии \_\_\_\_\_ № **0073213**

Город Астана

© Астана-10





# АТТЕСТАТ

Выдан ТОО «Научно-производственный центр»

В соответствии с п. 1 статьи 14-13 Закона Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» предоставлено право проведения работ в области обеспечения промышленной безопасности:

- проведения экспертизы в области промышленной безопасности.

Особые условия действия аттестата:

срок действия аттестата составляет пять лет.

Орган, выдавший аттестат:

Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК

Руководитель (уполномоченное лицо):

Председатель

С. Ахметов

М.П.

(подпись)

Дата выдачи: 17 января 2011 года

№ 0001238



**КОПИЯ**



**МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**  
**ДЕПАРТАМЕНТ ЮСТИЦИИ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

о государственной перерегистрации  
юридического лица

3803 – 1943 – ТОО  
(регистр. номер)

010140003415  
бизнес-идентификационный номер

город Актау « 06 » 04. 2005 г.

*Наименование юридического лица:*

**Товарищество с ограниченной ответственностью  
«Научно-производственный центр»**

*Местонахождение юридического лица:*

*Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000,  
город Актау, 5 микрорайон, 5 «Г» дом*

*Дата первичной регистрации: «04» 01. 2001 г.*

**Свидетельство дает право осуществлять деятельность в  
соответствии с учредительными документами в рамках  
законодательства Республики Казахстан**

Начальник  
Департамента юстиции Н. Кызылбаев



Серия В № 0296420

**СМОТРИ  
НА ОБРОТНУЮ**

