МРНТИ 61.51.21 **https://doi.org/10.58805/kazutb.v.3.28-1024**

CORRIGENDUM NOTICE: к статье К. Г. Сатенова, Е. М. Сулеймена, «Анализ результатов предварительной оценки целесообразности строительства ГПЗ на месторождении Х», №3(28),1024, сентябрь 2025 г. (https://doi.org/10.58805/kazutb.v.3.28-1024). В опубликованной статье была допущена ошибка в разделе «Финансирование». Указание гранта ГФ является ошибочным и подлежит исключению. Корректной формулировкой считать следующее: «Исследование выполнено в рамках проекта Программно-целевого финансирования МНВО РК (ИРН: BR 24992761)». Данное исправление не затрагивает результаты исследования. Авторы приносят извинения за сложившуюся ситуацию. Опубликовано: 08.12.2025.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГПЗ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ Х

[1-2]К.Г. Сатенов, [1-4]Е.М. Сүлеймен

[1]ТОО «КМГ Инжиниринг», Астана, Казахстан,
[2]Казахский университет технологии и бизнеса им. К. Кулажанова, Астана, Казахстан,
[3]Кокшетауский университет им. Ш. Уалиханова, Лаборатория «ЯМР-спектроскопии»,
[4]ТОО «Институт прикладной химии», Астана, Казахстан
Корреспондент-автор: syerlan75@yandex.kz

В эпоху стремительного развития «зеленой» энергетики, с переходом на возобновляемые источники энергии, правительства многих стран и крупные нефтегазовые корпорации уделяют особое внимание прогнозированию глобальных тенденций в потреблении углеводородов в мировой экономике. Это прогнозирование служит ключевым ориентиром для определения стратегии будущего развития.

Природный газ играет ключевую роль в мировой энергетике и в международных отношениях по топливному балансу.

Газовая отрасль является основой экономического и социального процветания Республики Казахстан. Однако ее эффективное развитие сдерживается рядом факторов, среди которых низкая привлекательность инвестиций в проекты по увеличению газовых запасов, критический износ газотранспортной инфраструктуры и несоответствие ценообразования на внутреннем рынке условиям безубыточных поставок газа.

Ключевые слова: сжиженные углеводородные газы, жидкие углеводороды (ЖУ), установка комплексной подготовки газа (УКПГ), газоперерабатывающий завод, СУД (снижение устьевого давления), анализ разработки месторождений, оценка капитальных затрат.

Х КЕН ОРНЫНДА ГӨЗ ҚҰРЫЛЫСЫНЫҢ ОРЫНДЫЛЫҒЫН АЛДЫН АЛА БАҒАЛАУ НӘТИЖЕЛЕРІН ТАЛДАУ

[1-2]Қ.Г. Сатенов, [1-4]Е.М. Сүлеймен

[1]ҚМГ Инжиниринг ЖШС, Астана қ., Қазақстан,
[2]Қ. Құлажанов атындағы Қазақ технология және бизнес университеті, Астана, Қазақстан,
[3]Ш.Уәлиханов атындағы Көкшетау Университеті, ЯМР Спектроскопия зертханасы, Қазақстан,
[4] Қолданбалы Химия Институты ЖШС, Астана, Қазақстан,
e-mail: syerlan75@yandex.kz

Жасыл энергетика дәуірінде және жаңартылатын энергия көздеріне көшу жағдайында көптеген елдердің үкіметтері мен ірі мұнай-газ корпорациялары әлемдік экономиканың көмірсутектерге деген сұранысындағы жаһандық үрдістерді болжауға ерекше назар аударады. Мұндай болжау өз болашағын дамыту стратегиясын айқындаудың басты бағыты болып табылады.

Табиғи газ - әлемдік энергетикада және отын теңгерімі бойынша халықаралық қатынастарда шешуші рөл атқарады.

Қазақстан Республикасының газ саласы елдің экономикалық және әлеуметтік өркендеуінің негізі болып табылады. Алайда оның тиімді дамуын бірқатар факторлар тежейді: газ қорларын ұлғайту жобаларына инвестициялардың төмен тартымдылығы, газ тасымалдау инфрақұрылымының тозуы және ішкі нарықтағы баға белгілеудің өзіндік құнды жабу талаптарына сәйкес келмеуі.

Түйін сөздер: сұйытылған көмірсутек газдары, сұйық көмірсутектер (СК), газды кешенді дайындау қондырғысы, газ өңдеу зауыты, ұңғыма сағасындағы қысымды төмендету (ҰҚТ), кен орындарын игеруді талдау, күрделі шығындарды бағалау.

ANALYZING THE RESULTS OF THE PRELIMINARY FEASIBILITY STUDY FOR THE CONSTRUCTION OF A GAS PROCESSING PLANT AT FIELD X

[1-2]K.G. Satenov, [1-4]Ye.M. Suleimen✉

[1]LLP KMG Engineering, Astana, Kazakhstan,
[2]Kazakh University of Technology and Business named after K.Kulazhanov, Astana, Kazakhstan,
[3]Sh.Ualikhanov Kokshetau University, Laboratory of NMR Spectroscopy, Kazakhstan,
[4]LLP Institute of Applied Chemistry, Astana, Kazakhstan,
e-mail: syerlan75@yandex.kz

In the era of rapid development of “green” energy and transition to renewable energy sources, governments of many countries and major oil and gas corporations pay particular attention to forecasting global trends in hydrocarbon consumption by the world economy. This forecasting serves as a key guide in defining the strategy for their future development.

Natural gas plays a crucial role in the global energy sector and in international relations regarding the fuel balance.

The gas industry is a foundation of Kazakhstan’s economic and social prosperity. However, its effective development is constrained by several factors, including low investment attractiveness of projects to increase gas reserves, critical wear of gas transportation infrastructure, and a pricing system in the domestic market that does not meet the conditions for break-even gas supply.

Keywords: liquefied hydrocarbon gases, liquid hydrocarbons (LH), complex gas treatment unit, gas processing plant, WHP (wellhead pressure reduction), field development analysis, capital cost assessment.

Введение. Основная цель проекта строительства ГПЗ - производство товарного газа для казахстанских потребителей и повышение уровня надежности газоснабжения из собственных источников. Статья посвящена анализу и предварительной оценке целесообразности строительства ГПЗ, включая скрининг-оценку технологических установок с расчетом производства продуктов переработки газа, а также обобщению и систематизации данных по различным вариантам разработки месторождения Х.

По своей структуре добываемый газ в Республике Казахстан в основном является попутным нефтяным газом.

Более 75 % добычи газа в Казахстане обеспечивают проекты Карачаганак, Кашаган и Тенгиз [1-6].

Казахстан занимает 22 место в мире и 3 место среди стран СНГ после России и Туркменистана по запасам газа. Утвержденные извлекаемые запасы составляют 3,8 трлн м3, в том числе попутного газа - 2,2 трлн м^3, свободного газа - 1,6 трлн м^3.

Согласно прогнозному балансу газа к 2030 году объем добычи сырого газа составит 94,1 млрд м^3, производство товарного газа для реализации на уровне 36,5 млрд м^3 [7].

С развитием экономики Казахстана потребность внутреннего рынка в газе постоянно растет. Помимо обеспечения газом возрастающего количества новых потребителей существует необходимость газообеспечения проектов электроэнергии, новых инвестиционных проектов в сфере нефтегазохимии и перевода промышлен-

ных предприятий на газ.

Возможности расширения мощностей по газу включают в себя использование новых скважин и внутрипромысловых трубопроводов, модификацию установок на месторождениях, ингибиторная защита оборудования от гидратообразования, строительство новых установок комплексной подготовки газа (УКПГ), а также экспортные трубопроводы с целевой готовностью к вводу в эксплуатацию [8-9].

Материалы и методы. Целью исследования является предварительная оценка целесообразности строительства нового ГПЗ на месторождении Х.

Задачи:

1. Оценка различных вариантов разработки месторождения Х;

2. Скрининг-оценка технологических установок ГПЗ с выходом продуктов переработки газа;

3. Оценка капитальных и операционных затрат;

4. Оценка экономической эффективности вариантов строительства ГПЗ.

Для расчета показателей были выбраны 5 вариантов разработки месторождения Х, во всех вариантах строительство и ввод новых объектов ГПЗ предусматривается в четвёртом десятилетии XXI века, за исключением варианта С0, который помимо ГПЗ предусматривает строительство и ввод компрессора закачки газа:

- Вариант А0;
- Вариант А1;
- Вариант В0;
- Вариант В1;
- Вариант С0.

Расчет вариантов дальнейшего освоения месторождения Х с реализацией проекта строительства ГПЗ производился на ПО «INTERSECT».

Обсуждение и результаты. Как показали расчеты за контрактный период накопленная добыча УВ по всем вариантам приблизительно на одном уровне, небольшой рост наблюдается в вариантах В0, В1 и С0, что связано с более ранним вводом проекта СУД.

Наибольший прирост накопленной добычи ЖУ наблюдается в вариантах А1, В1, С0, при этом вариант С0 показал наибольший прирост (+ 24 млн. т) (Табл. 1).

Таблица 1 - Показатели вариантов разработки

Вариант	Накопленная добыча ЖУ (млн. тонн)		Прирост (+/-)		Коэф. извлеч. (д.ед.)	Добыча газа (млрд. м3)		Прирост (+/-)	
	Контракт период	Постконтр. период	Контракт период	Постконтр. период		Контракт период	Постконтр. период	Контракт период	Постконтр. период
Базовый вариант:	165,8	290,7			0,315	476,7	1603,9		
Вариант А0	165	261,8	-0,7	-29	0,298	484,6	1303	8	-301
Вариант А1	165	308,9	-0,7	18,2	0,326	484,6	1812,6	8	208,7
Вариант В0	169,6	266,9	3,8	-23,8	0,301	497,1	1329,9	20,4	-274
Вариант В1	169,6	312,1	3,8	21,4	0,328	497,1	1829,3	20,4	225,4
Вариант С0	169,6	314,8	3,8	24	0,329	497,1	1917,7	20,4	313,8

Варианты А0 и А1

Вариант А0 - предусматривает ввод ГПЗ в контрактный период, реализация проекта СУД в постконтрактный период.

Варианты B0 и B1

Вариант B0, предусматривает ввод ГПЗ и реализация проекта СУД в контрактный период.

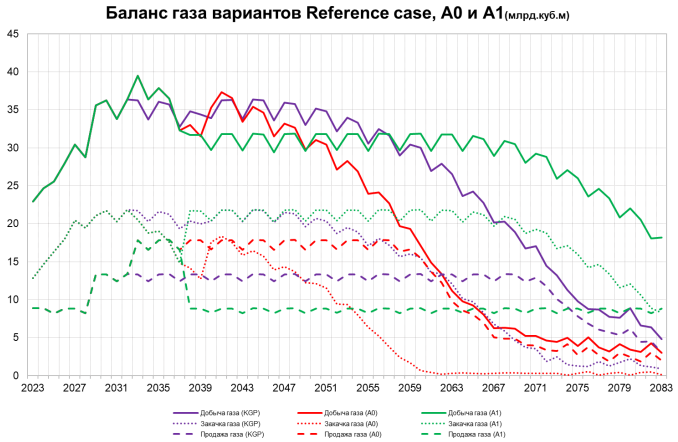


Рис.1 - Сравнение баланса газа варианты A0 и A1: добыча, закачка и поставка

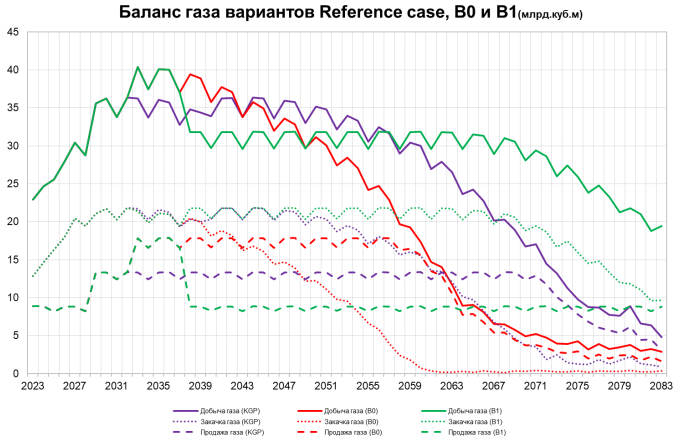


Рис.2 - Сравнение баланса газа варианты B0 и B1: добыча, закачка и поставка

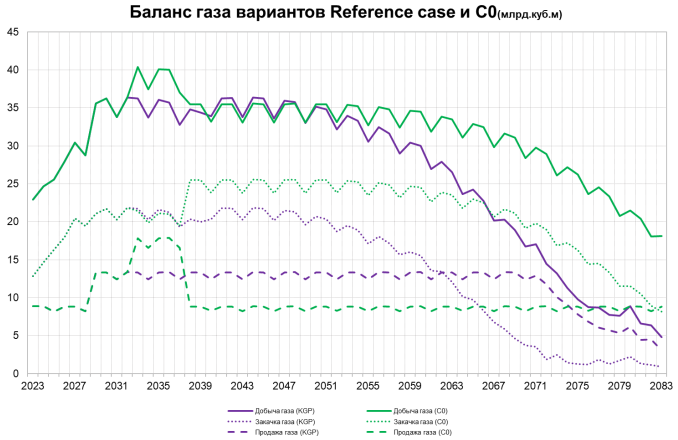


Рис.3 - Сравнение баланса газа вариант C0: добыча, закачка и поставка

Вариант С0

Вариант С0, предусматривает ввод ГПЗ и реализация проекта СУД в контрактный период и ввод компрессора закачки газа в постконтрактный период.

На основе полученных результатов сделаны выводы, что без реализации проекта СУД достичь необходимых показателей добычи не представляется возможным.

Технология подготовки и переработки газа и ЖУ

Для оценки выхода продуктов переработки газа были приняты следующие входные данные (табл.2.):

Таблица 2 - Расход и параметры сырьевого газа

Наименование потока	Сырьевой газ
Пар/Фазовая фракция [Моль/ Основа]	0,9999
Температура [C]	30
Давление [бар]	70
Молярный расход [кмоль/ч]	2,19E+04
Массовый расход [т/д]	1,09E+04

В объемном эквиваленте расход сырьевого газа равен 12,9 млн. ст. $м^3$/сутки.

Таблица 3 - Состав сырьевого газа

Компоненты	Мольная доля	Компоненты	Мольная доля
H2O	0,001	p-Ксилол	0,0000
H2S	0,042	o-Ксилол	0,0000
CO2	0,0557	C9	0,0001
Азот	0,0053	C10	0,0001
Метан	0,7983	C11	0,0000
Этан	0,0549	C12	0,0000
Пропан	0,0246	C13	0,0000
i-Бутан	0,0036	C14	0,0000
n-Бутан	0,0068	C15-1*	0,0000
i-Пентан	0,0021	C18-1*	0,0000
n-Пентан	0,0019	C26-1*	0,0000
C6_1*	0,0016	M-Меркаптан	0,0003
Мциклопентан	0,0001	E-Меркаптан	0,0002
Benzene	0,0001	2C3 Меркаптан	0,0001
Cyclohexane	0,0001	nPMercaptan	0,0000
C7_1*	0,0006	t-B-Меркаптан	0,0000

Мциклогексан	0,0001	nBМеркаптан	0,0000
Толуол	0,0001	1Пентантиол	0,0000
C8_1*	0,0002	COS	0,0001
E-Бензол	0,0000	Итого	1,0000

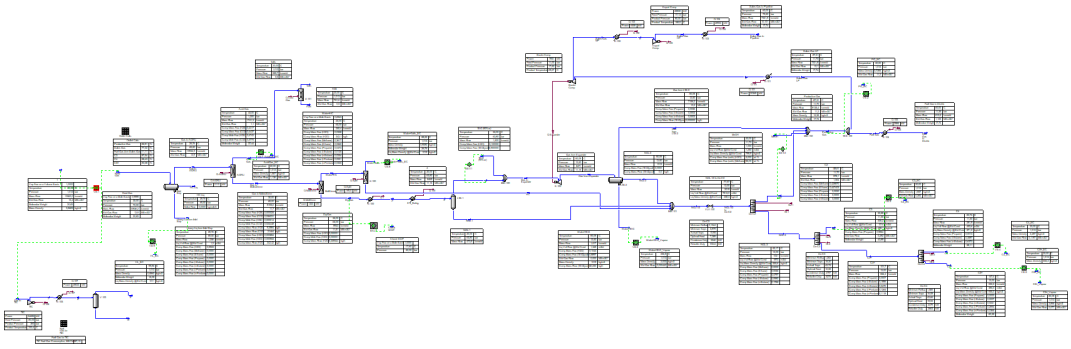


Рис.4 - Выкопировка схемы из ПО UniSim Design 492 нового ГПЗ

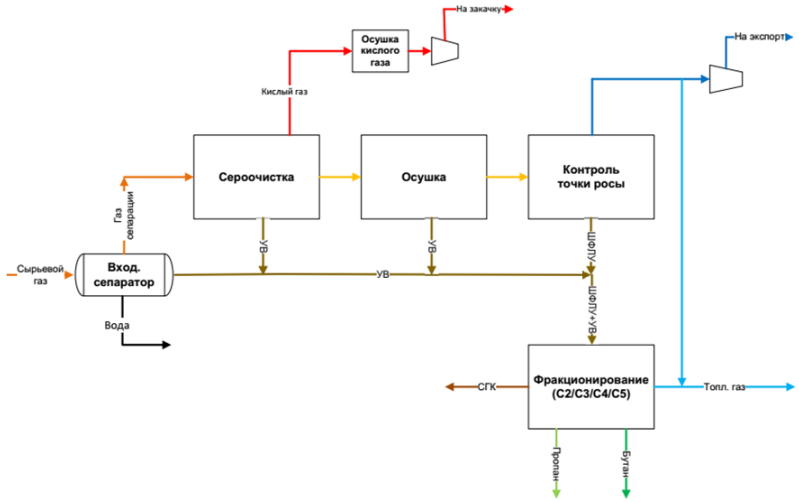


Рис.5 - Блок-схема ГПЗ

Для расчета выхода продуктов переработки новый ГПЗ был смоделирован в лицензионном ПО UniSim Design согласно блок-схеме по газовой части (см. рис.4).

Поскольку на новый ГПЗ не предполагается поступление ЖУ и ШФЛУ, технологические линии подготовки ЖУ ограничились моделированием только Установки фракционирования ШФЛУ и УВ, выделенных из газа в процессе его подготовки. Предполагается, что стабильный газовый конденсат (СГК, фракция $C_{5+выше}$) с давлением паров по Рейду в 91,2 кПа будет направляться сразу на смешение с товарной нефтью на магистральный нефтепровод, в ходе которого давление паров общей товарной нефти будет соответствовать требованиям СТ РК 1347-2005. Следует отметить, что давление паров СГК соответствует группе 2 СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия», что дает возможность ее раздельной реализации при наличии соответствующего рынка.

Перечень основных установок, включая

буллиты, налив СУГ и ЖД пути

Спроектированная модель ГПЗ состоит из нескольких установок по подготовке газа и ЖУ. Сырьевой газ входит во входной сепаратор, где происходит разделение на газ, углеводороды и воду. Далее газ сепарации идет на сероочистку, осушку и контроль точки росы, где далее газ идет на экспорт. ЖУ вместе с ШФЛУ с установки контроля точки росы идут на установку фракционирования, которая состоит из колонн деэтанизации, депропанизации и дебутанизации, продуктами которого являются топливный газ, стабильный газовый конденсат и СУГ.

Список основного оборудования и установок указано в Таблица 4.

Ниже дается краткое описание процессов переработки, принятые допущения при моделировании и полученные наблюдения:

1. Абсорбер AGRU (установка очистки кислых газов) смоделирован, как простой делитель компонентов, концентрация сероводорода и меркаптанов в очищенном газе принята согласно действующему СТ РК 1666-2007. Очистка от сернистых соединений предполагается с использованием UCARSOL-940 или Sulfinol.

2. Осушка газа на GDU (установка осушки газа) подразумевается молекулярными ситами, т.к. необходимо достичь глубокой депрессии по влагосодержанию. Предполагается, что сита будут установлены в 2 слоя: 1-й - опорный из силикагеля, он будет одновременно с предварительной осушкой от влаги доочищать газ от меркаптанов; 2-й слой молекулярных сит предназначен только для осушки газа от влаги, подбор 2-го слоя необходимо будет изучить на последующей стадии проектирования. Несмотря на глубокую степень осушки газа от влаги, когда остаточное содержание воды в осушенном газе, согласно модели, составляет ок.1 мг/м^3, образование гидратов II типа прогнозируется уже при минус 46,8 ºС из-за наличия тяжелых УВ, что приведет к образованию гидратов на линиях и оборудовании на следующей ниже по потоку Установке точки росы по УВ.

3. Установка точки росы по УВ смоделирована подобно схеме, принятой при строительстве УКПНГ. Осушенный газ предварительно охлаждается в 2-х теплообменниках «газ/газ» и «газ/ШФЛУ», сепарируется в первом низкотемпературном сепараторе (НТС), затем в поток газа вводится 90 % масс. раствор этиленгликоля для предотвращения образования гидратов, далее 90 % газа подается в турбодетандер (ТД), остальные 10% проходят через клапан Дж.-Томпсона (Д-Т). После ТД и клапана Д-Т газ сепарируется во 2-м НТС.

4. На Установке фракционирования ШФЛУ проходит поочередно три колонны: деэтанизации, депропанизации и дебутанизации, где из потока извлекаются, соответственно, этан, пропан и бутан. Чистота пропана по массе - 97,6 %, бутанов - 98,1 %. Товарными продуктами установки являются пропан, бутан и полустабильный газовый конденсат (ГК). Стоит отметить, что давление насыщенных паров (ДНП) ГК, согласно модели, составляет 1,2 бар, что является высоким показателем, из-за высокого содержания пентанов. Но после смешения с товарной нефтью из ТЛ ЖУ, ДНП нефти составило 0,67 бар, что соответствует требованиям СТ РК.

Таблица 4 - Список оборудования и установок на ГПЗ

№	Оборудование/установка	Количество
1	Входной сепаратор	1
Технологическая Линия подготовки газа		
2	Установка сероочистки	1
3	Установка осушки газа	1

4	Теплообменник	6
5	Низкотемпературный сепаратор	2
6	Турбодетандер	1
7	Миксер	3
8	Установка осушки кислого газа	1
9	Ре-компрессор кислого газа	1
10	Экспортный компрессор	1
Технологическая Линия Подготовки ЖУ		
11	Колонна деэтанизации	1
12	Емкость орошения колонны деэтанизации	1
13	Шлемовый конденсатор колонны деэтанизации	1
14	Колонна депропанизации	1
15	Емкость орошения колонны депропанизации	1
16	Шлемовый конденсатор колонны депропанизации	1
17	Колонна дебутанизации	1
18	Емкость орошения колонны дебутанизации	1
19	Шлемовый конденсатор колонны дебутанизации	1

Также, строительство ГПЗ предусматривает строительство терминала хранения и отгрузки СУГ.

Оценка капитальных затрат

Оценка капитальных затрат на строительство ГПЗ была проведена в программном комплексе Questor.

В качестве Базового варианта были приняты расчеты затрат недропользователя.

Описание вариантов расчета капитальных затрат:

- **базовый вариант** - текущие плановые затраты недропользователя;

- **вариант A0/A1** - строительство ГПЗ (контрактный период);

- **вариант B0/B1** - строительство ГПЗ+проект СУД (контрактный период);

- **вариант C0** - строительство ГПЗ+проект СУД (контрактный период)+ компрессор закачки сырого газа (постконтрактный период).

Точность оценки капитальных затрат (CAPEX – capital expenditure) в рамках начального этапа изучения должна соответствовать Классу 5 точности, в соотвествии классификации AACE (Association for the Advancement of Cost Engineering).

Точность оценки Класса 5 по классификации AACE подразумевает оценку проекта на начальном этапе скрининг-изучения и допускает погрешность в следующих диапазонах, в зависимости от сложности проекта [10]:

- верхний диапазон: +30 % ÷ + 100 %;

- нижний диапазон: -20 % ÷ -50 %.

Учитывая требования AACE, в расчетах капитальных затрат по всем вариантам приняты допущения на непредвиденные расходы на уровне 35 % от прямых затрат.

Также при расчетах затрат были учтены затраты на логистику, в процентном соотношении от стоимости оборудования и материалов:

- оборудование и материалы - 14 %;

- трубная продукция - 34 %.

В расчетах были приняты допущения по факторам продуктивности при производстве строительно-монтажных работ в зависимости от дисциплины, аналогично методике оценки капитальных затрат применяемой недропользователем. Ниже в таблице 5 представлены коэфициенты продуктивности и ставки за человеко-час.

Таблица 5 - Коэффициенты продуктивности ставки

Вид работ	Региональный фактор продуктивности	Ставка за человеко-час, $
Подготовка площадки	3,5	37
Строительные работы		
Планировка	3,5	46
Фундаменты	4	46
Дороги	3,5	46
Здания	3,1	46
Модульное оборудование	3,1	43
Монтаж оборудования	3,3	43
Монтаж резервуаров	3,3	43
Металлоконструкции	4,1	47
Трубопроводы	5	46
Электроснабжение	3,5	35
Автоматика	3,8	35
Другие	4,1	43

Затраты также включают строительство железнодорожного терминала для хранения и налива СУГ.

В вариантах со строительством новых ГПЗ, предусматривается строительство дополнительной нитки газопровода, для транспортировки товарного газа до точки врезки в магистральную газотранспортную систему.

Для каждого варианта предусматриваются затраты на строительство дополнительных мощностей по генерации электроэнергии, при этом генерация электроэнергии будет также обеспечивать работу компрессорного оборудования технологических установок с электрическими приводами, с целью сокращения источников выбросов парниковых газов.

Продолжительность строительства и распределение затрат в процентном соотношении при реализации проектов представлены в таблице 6.

Ниже в таблице 7 представлены результаты расчета капитальных затрат по вариантам строительства ГПЗ и компрессора закачки сырого газа.

Таблица 6 - Продолжительность строительства и распределение затрат

Наименование проекта	1 год	2 год	3 год	4 год

ГПЗ	10 %	40 %	40 %	10 %
Компрессор закачки сырого газа	20 %	60 %	20 %	0 %

Таблица 7 - Капитальные затраты для строительства ГПЗ

Наименование затрат	Всего, тыс.$	Оборудование	Материалы	Изготовление	Строительство	Проектирование	Управление проектом	Страхование и сертификация	Непредвиденные расходы
УКПГ	1 843 657	289 747	185 187	91 463	650 161	87 157	48 435	13 522	477 985
Терминал хранения и отгрузки СУГ	142 049	6 825	7 004	1 507	66 384	7 843	4 198	938	47 350
Подводящие и отводящие трубопроводы	271 162	0	131 978	0	52 226	6 734	7 934	1989	70 301
Инфраструктура	26 557	0	16 506	0	0	1 307	1 664	195	6 885
Итого по варианту	2 283 425	296 572	340 675	92 970	768 771	103 041	62 231	16 644	602 521

При расчете капитальных затрат по каждому варианту учитывались затраты на модернизацию основного вращающего оборудования (компрессора, ГТС):

- Для вариантов, предусматривающих строительство ГПЗ, после 25 лет эксплуатации предусматривается замена газотурбинного привода стоимостью ~ 70 млн. $;

- Для вариантов предусматривающих строительство компрессора закачки сырого газа:

1. после 25 лет эксплуатации замену газовых турбин по 30 млн. $ для компрессора закачки сырого газа;

2. каждые 6 лет эксплуатации капитальный ремонт компрессоров по 9 млн. $ на компрессоре закачки сырого газа.

Ниже в таблице 8 отражены результаты расчета капитальных затрат по всем рассматриваемым вариантам.

Таблица 8 - Капитальные затраты по вариантам

Капитальные затраты (RT)	**Единица измерения**	**Базовый вариант**	**Вариант A0/A1**	**Вариант B0/B1**	**Вариант C0**
Затраты на бурение	$ млн.	2 321	2 321	2 321	2 321
Затраты на установку очистки жидких отходов	$ млн.	16 283	16 283	16 283	16 283
Проект СУД	$ млн.	3 312	3 312	3 881	3 881

Общие и административные расходы	$ млн.	3 847	3 847	3 847	3 847
Накладные расходы	$ млн.	551	551	551	551
Прочие капитальные вложения	$ млн.	177	177	177	177
Затраты на бурение	$ млн.	415	415	415	415
Затраты на ГПЗ-1	$ млн.	2 892	2 892	2 892	2 892
Затраты на ГПЗ-2	$ млн.		2 353	2 353	2 353
Компрессор закачки сырого газа	$ млн.				668
Общие капитальные затраты (RT)	$ млн.	29 798	32 151	32 720	33 388

Оценка эксплуатационных затрат

Оценка операционных затрат произведена в текущих ценах (real terms), и основана на расчетах проекта Анализа разработки месторождения, а также расчета затрат новых проектов в процентном соотношении от капитальных затрат:

- ежегодный OPEX проекта строительства ГПЗ принят 1,5 % от CAPEX;

- ежегодный OPEX проекта строительства компрессора закачки сырого газа принят 1,5 % от CAPEX;

- ежегодный OPEX проекта СУУД принят 0,5 % от CAPEX.

Таблица 9 - Операционные затраты по вариантам

Операционные затраты (RT)	Единица измерения	Базовый вариант	Вариант A0/A1	Вариант B0/B1	Вариант C0
OPEX Base case	$ млн.	42 212	42 212	42 675	42 675
OPEX проекта строительства ГПЗ	$ млн.		1 800	1 800	1 800
OPEX проекта СУУД	$ млн.	712	712	990	990
OPEX проекта строительства компрессора закачки сырого газа	$ млн.				461
Общие операционные затраты (RT)	$ млн.	45 310	47 110	46 398	46 859

Экономическая оценка вариантов строительства нового ГПЗ

Расчет экономического моделирования и анализа на основе инкрементного анализа. Инкрементная экономика отделяет влияние всех будущих расширений от базового профиля производства и экономики. Т.е. результат экономических расчетов - разница между реализацией проекта с учетом строительства новых заводов и базового производства.

В таблице 10 представлены результаты экономической оценки.

Таблица 10 - Результаты экономической оценки по 5 вариантам

Показатели		A0	A1	B0	B1	C0
контрактный период						
Доход от реализации	млн. долл.	96 474,37	96 474,37	98 861,57	98 861,57	98 859,73
нефть и конденсат	млн. долл.	85 830,44	85 830,44	88 212,11	88 212,11	88 212,11
газ	млн. долл.	8 357,72	8 357,72	8 363,25	8 363,25	8 361,41
СУГ	млн. долл.	2 286,21	2 286,21	2 286,21	2 286,21	2 286,21
CAPEX RT	млн. долл.	14 235,11	14 235,11	18 758,85	18 758,85	19 502,56
OPEX RT	млн. долл.	14 456,48	14 456,48	14 599,97	14 599,97	14 599,97
Налоги	млн. долл.	11 041,02	11 041,02	10 464,09	10 464,09	10 436,77
NPV проекта @ 10.68%	млн. долл.	32 035,1	32 035,1	30 622,5	30 622,5	30 425,9
NPV проекта incremental @ 10.68%	млн. долл.	-584,1	-497,9	-1 996,7	-1 996,7	-3 845,1
IRR incremental	%	-6,54 %	-4,01 %	-11,74 %	-11,74 %	-16,38 %
Постконтрактный период						
Доход от реализации	млн. долл.	110971,5	175485,75	115180,92	182774,02	183543,02
нефть и конденсат	млн. долл.	82 209,72	135738,92	87 221,97	143027,18	144092,81
газ	млн. долл.	13 829,78	20 289,73	13 546,05	20 289,74	19 993,11
СУГ	млн. долл.	14 931,99	19 457,10	14 412,90	19 457,11	19 457,11
CAPEX RT	млн. долл.	34 927,55	34 927,55	30 403,82	30 403,82	30 606,27
OPEX RT	млн. долл.	73 781,20	73 781,20	76 043,95	76 043,95	77 046,15
Налоги	млн. долл.	47 913,28	79 011,41	50 319,55	83 012,67	83 529,84
NPV проекта @ 10.68%	млн. долл.	-5 187,0	-4 691,1	-3 990,0	-3 575,9	-3 503,3
NPV проекта incremental @ 10.68%	млн. долл.	-366,9	128,9	830	1 244,1	1 316,7
Всего по проекту						
CAPEX RT	млн. долл.	49 162,7	49 162,7	49 162,7	49 162,7	50 108,8
OPEX RT	млн. долл.	88 237,7	88 237,7	90 643,9	90 643,9	91 646,1
Доход от реализации	млн. долл.	207 445,9	271 960,1	214 042,5	281 635,6	282 402,7
нефть	млн. долл.	168 040,2	221 569,4	175 434,1	231 239,3	232 304,9
газ	млн. долл.	22 187,5	28 647,5	21 909,3	28 653,0	28 354,5
СУГ	млн. долл.	17 218,2	21 743,3	16 699,1	21 743,3	21 743,3
NPV проекта @ 10.68%	млн. долл.	26 848,1	27 344,0	26 632,5	27 046,6	26 922,6

NPV проекта incremental @ 10.68%	млн. долл.	-951	-369	-1 166,6	-752,5	-2 528,4
IRR incremental	%	n/a	7,36 %	n/a	7,26 %	6,59 %

Все пять сценариев нерентабельны по инкрементным потокам, т.е. базовый сценарий.

Наилучшие результаты показывают:

- для контрактного периода: Варианты А0 и А1;

- для постконтрактного периода: Варианты А1 и В0.

Выводы. Бурение дополнительных добывающих скважин не дало необходимого прироста добычи газа.

Без реализации проекта СУД достичь необходимых показателей добычи не представляется возможным.

Все пять сценариев нерентабельны по инкрементным потокам.

Наилучшие результаты показывают:

- для контрактного периода: Варианты А0 и А1;

- для пост-контрактного периода: Варианты А1 и В0.

Продолжение поставок газа внешним потребителях в пост-контрактный период отрицательно сказывается на необходимой загрузке ГПЗ.

Прекращение поставок газа внешним потребителям по завершению контрактного периода является положительным фактором при определении наилучшего варианта.

- Вариант ГПЗ: демонстрирует улучшенные показатели по продаже газа, но с потерями по добыче жидких углеводородов (ЖУ) в размере 12,8 млн т;

- Дефицит газа: в связи с недостаточностью ресурсов газа рекомендуется рассмотреть вариант(ы) без поставок газа внешним потребителям в пост-контрактный период;

- Обратная зависимость между продажей газа и добычей ЖУ: С ростом объемов продажи газа наблюдается снижение добычи ЖУ.

Финансирование. *Работа выполнена при финансовой поддержке Комитета науки и высшего образования Республики Казахстан (гранты № AP19679527 и BR24992761).*

Литература

1. Об утверждении Комплексного плана развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 - 2026 годы. Постановление Правительства Республики Казахстан от 18 июля 2022 года № 488. URL: https://adilet.zan.kz .- Дата обращения: 13.06.2025.

2. Darmentayev S., Yessaliyeva A., Azhgliyeva A., Belanger D., Sillivan M., G. King T. Feyijimi P. Bateman. Tengiz sour gas injection project // SPE-139851-MS.-2010. -P.8-10. DOI 10.2118/139851-MS.

3. Urazgaliyeva G., King G.R., Darmentaev S., Tursinbayeva D., Dunger D., Howery R., Zalan T., Lindsell K., Iskakov E., Turymova A., Jenkins S., Walker C., Bateman P., Aitzhanov A. Tengiz sour gas injection project // SPE-172284-MS. -2014. - P.2-7. DOI 10.2118/172284-MS.

4. Kamispayev A., Gazizova E., Skopich A., Munbayev T., Neubauer E., Clarke J. Successful application of scale squeeze inhibitor in Tengiz field // SPE-198352-MS.-2019. DOI 10.2118/198352-MS.

5. Bealessio B. A., Blanquez A. N. A., Mendes N. John., Sande A. V., Hascakir B. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan // Petroleum - 2021. - Vol.7 (1). - P.1-9. DOI 10.1016/j.petlm.2020.03.003.

6. Kassenov A., Kaliyev B. Characterization of Gas Reinjection at Karachaganak field, Kazakhstan // SPE-182589-MS.-2016. DOI 10.2118/182589-MS.

7. Об утверждении Комплексного плана по развитию крупнейших нефтегазовых и нефтегазохимических проектов на 2023 – 2027 годы. Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 ноября 2023 года № 1062. URL: https://adilet.zan.kz - Дата обращения: 13.06.2025.8. Satenov K. G., Tkenbayev S. M., Tashenov Z. A., Akhmetov Z. E., Kadyrov S. R. Processes of methanol regeneration from water-methanol solutions in the oil and gas industry // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry. – 2024. - Vol.6 (1). - P.99-109. DOI 10.54859/kjogi108691.

9. Akhmetzhan S., Ashimova Y., Muhambetkalieva S., Sabirov B. A Review of Enhanced Oil Recovery Methods Used in The Fields of Kazakhstan // Neft i Gaz. - 2024. - Vol.138 (6). - P.122-135. DOI 10.37878/2708-0080/2023-6.12.

10. AACE International Recommended Practice No.18R-97: Cost Estimate Classification System-As Applied In Engineering, Procurement, And Construction For The Process Industries. AACE International URL: https://library.aacei.org. - Дата обращения: 13.06.2025.

References

1. Ob utverzhdenii Kompleksnogo plana razvitija gazovoj otrasli Respubliki Kazahstan na 2022 - 2026 gody. Postanovlenie Pravitel’ stva Respubliki Kazahstan ot 18 ijulja 2022 goda № 488. URL: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2200000488 .- Data obrashhenija: 13.06.2025. [in Russian]

2. Darmentayev S., Yessaliyeva A., Azhgliyeva A., Belanger D., Sillivan M., G. King T. Feyijimi P. Bateman. Tengiz sour gas injection project // SPE-139851-MS.-2010. -P.8-10. DOI 10.2118/139851-MS.

3. Urazgaliyeva G., King G.R., Darmentaev S., Tursinbayeva D., Dunger D., Howery R., Zalan T., Lindsell K., Iskakov E., Turymova A., Jenkins S., Walker C., Bateman P., Aitzhanov A. Tengiz sour gas injection project // SPE-172284-MS. -2014. - P.2-7. DOI 10.2118/172284-MS.

4. Kamispayev A., Gazizova E., Skopich A., Munbayev T., Neubauer E., Clarke J. Successful application of scale squeeze inhibitor in Tengiz field // SPE-198352-MS.-2019. DOI 10.2118/198352-MS.

5. Bealessio B. A., Blanquez A. N. A., Mendes N. John., Sande A. V., Hascakir B. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan // Petroleum - 2021. - Vol.7 (1). - P.1-9. DOI 10.1016/j.petlm.2020.03.003.

6. Kassenov A., Kaliyev B. Characterization of Gas Reinjection at Karachaganak field, Kazakhstan // SPE-182589-MS.-2016. DOI 10.2118/182589-MS.

7. Ob utverzhdenii Kompleksnogo plana po razvitiju krupnejshih neftegazovyh i neftegazohimicheskih proektov na 2023 – 2027 gody. Postanovlenie Pravitel’ stva Respubliki Kazahstan ot 30 nojabrja 2023 goda № 1062. URL: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300001062 - Data obrashhenija: 13.06.2025. [in Russian]

8. Satenov K. G., Tkenbayev S. M., Tashenov Z. A., Akhmetov Z. E., Kadyrov S. R. Processes of methanol regeneration from water-methanol solutions in the oil and gas industry // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry. – 2024. - Vol.6 (1). - P.99-109. DOI 10.54859/kjogi108691.

9. Akhmetzhan S., Ashimova Y., Muhambetkalieva S., Sabirov B. A Review of Enhanced Oil Recovery Methods Used in The Fields of Kazakhstan // Neft i Gaz. - 2024. - Vol.138 (6). - P.122-135. DOI 10.37878/2708-0080/2023-6.12.

10. AACE International Recommended Practice No.18R-97: Cost Estimate Classification System-As Applied In Engineering, Procurement, And Construction For The Process Industries. AACE International URL: https://library.aacei.org. - Дата обращения: 13.06.2025.

Сведения об авторах

Сатенов К. Г. - к.х.н., и.о. ассоциированного профессора, Казахский университет технологии и бизнеса им. К. Кулажанова, Астана, Казахстан, e-mail: satenoff@mail.ru;

Сулеймен Е.М. - PhD, ассоциированный профессор, Казахский университет технологии и бизнеса им. К. Кулажанова, Астана, Казахстан, e-mail: syerlan75@yandex.kz.

Information about the authors

Satenov K. G. - Candidate of Chemical Sciences, Acting Associate Professor, Kazakh University of Technology and Business named after K. Kulazhanov, Astana, Kazakhstan, e-mail: satenoff@mail.ru;

Suleimen Ye.M. - Ph.D., Associate Professor, Kazakh University of Technology and Business named after. K. Kulazhanov, Astana, Kazakhstan, e-mail: syerlan75@yandex.kz.